



# RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2025

PORTUGAL

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

|          |                                                                                                                               |            |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1</b> | <b>NOTA DE ABERTURA.....</b>                                                                                                  | <b>1</b>   |
| <b>2</b> | <b>PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL.....</b>                                           | <b>3</b>   |
| 2.1      | Avaliação do desenvolvimento e regulação do mercado .....                                                                     | 3          |
| <b>3</b> | <b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>                                                                                       | <b>13</b>  |
| 3.1      | Regulação das redes .....                                                                                                     | 13         |
| 3.1.1    | Funcionamento técnico .....                                                                                                   | 13         |
| 3.1.1.1  | Balanço .....                                                                                                                 | 13         |
| 3.1.1.2  | Qualidade de Serviço Técnica .....                                                                                            | 19         |
| 3.1.1.3  | Medidas de salvaguarda.....                                                                                                   | 25         |
| 3.1.1.4  | Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração.....                   | 27         |
| 3.1.1.5  | Desenvolvimentos regulamentares .....                                                                                         | 31         |
| 3.1.2    | Tarifas de Acesso às Redes e custos de ligação .....                                                                          | 36         |
| 3.1.3    | Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados.....                                    | 49         |
| 3.1.4    | Investimentos nas redes de eletricidade .....                                                                                 | 61         |
| 3.1.5    | Concessões de distribuição em BT.....                                                                                         | 64         |
| 3.2      | Promoção da concorrência.....                                                                                                 | 65         |
| 3.2.1    | Mercado grossista .....                                                                                                       | 65         |
| 3.2.1.1  | Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência ..... | 66         |
| 3.2.2    | Mercado retalhista .....                                                                                                      | 87         |
| 3.2.2.1  | Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência ..... | 88         |
| 3.2.2.2  | Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....                 | 103        |
| 3.3      | Segurança do abastecimento .....                                                                                              | 106        |
| 3.3.1    | Segurança do abastecimento .....                                                                                              | 106        |
| 3.3.2    | Monitorização do balanço entre oferta e procura .....                                                                         | 113        |
| 3.3.3    | Monitorização dos investimentos em produção .....                                                                             | 119        |
| 3.4      | Mobilidade elétrica.....                                                                                                      | 121        |
| <b>4</b> | <b>MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>                                                                                           | <b>128</b> |
| 4.1      | Regulação das redes .....                                                                                                     | 128        |
| 4.1.1    | Funcionamento técnico .....                                                                                                   | 128        |
| 4.1.1.1  | Balanço .....                                                                                                                 | 128        |
| 4.1.1.2  | Acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de <i>linepack</i> .....                               | 131        |
| 4.1.1.3  | Qualidade de serviço técnica .....                                                                                            | 134        |
| 4.1.1.4  | Desenvolvimentos regulamentares .....                                                                                         | 137        |
| 4.1.2    | Tarifas de Acesso às Redes e das infraestruturas e custos de ligação .....                                                    | 138        |

|          |                                                                                                                                |            |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.1.3    | Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.....                      | 148        |
| 4.2      | Promoção da concorrência.....                                                                                                  | 153        |
| 4.2.1    | Mercado grossista .....                                                                                                        | 153        |
| 4.2.1.1  | Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência ..... | 153        |
| 4.2.1.2  | Desenvolvimentos Regulamentares .....                                                                                          | 167        |
| 4.2.2    | Mercado retalhista .....                                                                                                       | 168        |
| 4.2.2.1  | Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência ..... | 168        |
| 4.2.2.2  | Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....                 | 183        |
| 4.3      | Segurança do abastecimento .....                                                                                               | 185        |
| 4.3.1    | Medidas para garantia do abastecimento .....                                                                                   | 187        |
| <b>5</b> | <b>PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE.....</b>                                                              | <b>189</b> |
| 5.1      | Pobreza energética.....                                                                                                        | 189        |
| 5.2      | Proteção dos consumidores .....                                                                                                | 191        |
| 5.3      | Gestão da conflitualidade.....                                                                                                 | 197        |
| <b>6</b> | <b>OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE.....</b>                                              | <b>201</b> |
| 6.1      | Certificação dos operadores das redes de transporte.....                                                                       | 201        |
| 6.2      | Desenvolvimentos regulamentares.....                                                                                           | 203        |
| 6.3      | Regime Sancionatório.....                                                                                                      | 205        |
|          | <b>ANEXOS (TODOS) .....</b>                                                                                                    | <b>209</b> |
| I.       | Lista de siglas e acrónimos .....                                                                                              | 209        |
| II.      | Lista de diplomas legais .....                                                                                                 | 213        |
| A.       | Legislação nacional .....                                                                                                      | 213        |
| B.       | Legislação da união europeia .....                                                                                             | 224        |
| III.     | Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico) (DIR) HP.....                                    | 227        |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal em 2025 ..... | 14 |
| Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2025 .....                                                                               | 15 |
| Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh) em 2025 .....                                                                                                            | 16 |
| Figura 3-4 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas.....                                                                              | 17 |
| Figura 3-5 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....                         | 19 |
| Figura 3-6 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental .....                         | 21 |
| Figura 3-7 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental.....                      | 21 |
| Figura 3-8 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA .....                                      | 22 |
| Figura 3-9 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM.....                                       | 24 |
| Figura 3-10 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2021 a 2025 .....    | 28 |
| Figura 3-11 – Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2021 a 2025 .....                          | 29 |
| Figura 3-12 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC, de 2021 a 2025 .....                                                                           | 30 |
| Figura 3-13 – Evolução do autoconsumo coletivo em Portugal continental.....                                                                                      | 31 |
| Figura 3-14– Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2025, por atividade.....                                                                              | 43 |
| Figura 3-15 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2025 .....                                        | 43 |
| Figura 3-16– Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2003.....                                                                                              | 48 |
| Figura 3-17 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2020 a 2025 .....                                                                       | 52 |
| Figura 3-18 - Evolução do <i>spread</i> e do prémio verificados em 2025 .....                                                                                    | 55 |
| Figura 3-19– Reservas de reposição .....                                                                                                                         | 58 |
| Figura 3-20 – Reservas de mFRR.....                                                                                                                              | 59 |
| Figura 3-21 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2021 a 2025 .....                    | 63 |
| Figura 3-22 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2021 a 2025 .....                                                    | 67 |
| Figura 3-23 – Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2021 a 2025 .....                                                                                              | 68 |
| Figura 3-24 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercados, 2024 e 2025 .....                                                                   | 69 |
| Figura 3-25 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo .....                                                                                             | 70 |

|                                                                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 3-26 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário .....                  | 71  |
| Figura 3-27 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2021 a 2025.....                                                                        | 72  |
| Figura 3-28 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2021 a 2026 .....                        | 73  |
| Figura 3-29 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2024 e 2025 .....                                    | 74  |
| Figura 3-30 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2024 a 2025 .....                                                                   | 76  |
| Figura 3-31 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2024 a 2025 .....                                                                      | 77  |
| Figura 3-32 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2021 a 2025 .....                                                                                         | 78  |
| Figura 3-33 – Comunicação de factos relevantes, 2025 .....                                                                                                   | 80  |
| Figura 3-34 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2021 a 2025.....                          | 81  |
| Figura 3-35 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2021 a 2025 ....                                                         | 82  |
| Figura 3-36 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2021 a 2025 .....                                                                              | 83  |
| Figura 3-37 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2021 a 2025.....                                                                              | 83  |
| Figura 3-38 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2021 a 2025.....                                                   | 84  |
| Figura 3-39 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2021 a 2025.....                                                                       | 85  |
| Figura 3-40 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) ..... | 89  |
| Figura 3-41 – Percentagem de energia comercializada no mercado livre em 2025, por tipo de preço e por segmento.....                                          | 89  |
| Figura 3-42 – Evolução do preço médio final no mercado retalhista de eletricidade por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia .....      | 90  |
| Figura 3-43 – Fatura mensal da oferta de eletricidade mais competitiva em 2025 - consumidor tipo 2.....                                                      | 92  |
| Figura 3-44 – Fatura mensal da oferta dual mais competitiva em 2025 - consumidor tipo 2 .....                                                                | 92  |
| Figura 3-45 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2021 a 2025.....                                  | 96  |
| Figura 3-46 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2021 a 2025.....                                                                     | 98  |
| Figura 3-47 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2021 a 2025 .....                                                                 | 99  |
| Figura 3-48 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2021 a 2025 (HHI).....                                                    | 100 |
| Figura 3-49 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2021 a 2025.....                                          | 101 |
| Figura 3-50 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2021 a 2025 .....                                                         | 102 |
| Figura 3-51 – Mudança de comercializador, 2021 a 2025 .....                                                                                                  | 103 |

|                                                                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 3-52 – Número de pontos de carregamento, desagregado por potência, 2021-2025 .....                                                                   | 122 |
| Figura 3-53 – Número máximo mensal de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, 2020-2025 ...                                                            | 124 |
| Figura 3-54 - Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, 2020-2025.....                                                                        | 125 |
| Figura 3-55 - Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, 2020-2025 .....                                                                             | 125 |
| Figura 3-56 – Comparação do custo de diferentes opções de veículos automóveis .....                                                                         | 127 |
| Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2025 .....     | 129 |
| Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2025 .....                                                                           | 130 |
| Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto .....                                                                       | 132 |
| Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto .....                                                      | 133 |
| Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....                                                                | 134 |
| Figura 4-6 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2025-2026...                                                             | 143 |
| Figura 4-7 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2025-2026 .....                                                             | 143 |
| Figura 4-8 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2024 e 2025 .....       | 150 |
| Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2024 e 2025 (importação) .....                                                             | 151 |
| Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2024 e 2025 (exportação).....                                                             | 151 |
| Figura 4-11 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2023-24 e 2024-25 .....                                                    | 152 |
| Figura 4-12 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2025 .....                                                                                | 155 |
| Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2021 a 2025 .....                                                                         | 157 |
| Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2021 a 2025 .....                                                                    | 157 |
| Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2021 a 2025 .....                                                                                            | 158 |
| Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2021 a 2025 .....                                                                                                | 159 |
| Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2021 a 2025 .....                                                                    | 160 |
| Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2021 a 2025 .....                                                                                    | 161 |
| Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2024 e 2025 .....                                                                                                             | 162 |
| Figura 4-20 - Trocas no AS, 2024 e 2025 .....                                                                                                               | 163 |
| Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2024 e 2025.....                                                                                                               | 164 |
| Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2024 e 2025 .....                                                                                               | 165 |
| Figura 4-23 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) ..... | 169 |
| Figura 4-24 – Percentagem de energia comercializada no mercado livre em 2025, por tipo de preço e por segmento.....                                         | 170 |
| Figura 4-25– Evolução do preço médio final no mercado retalhista de gás natural por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia .....       | 171 |

|                                                                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4-26 – Fatura mensal das ofertas de gás natural mais competitivas em 2025 - consumidor tipo 2.....                                   | 172 |
| Figura 4-27 – Fatura mensal das ofertas duais mais competitivas em 2025 - consumidor tipo 2 .....                                           | 173 |
| Figura 4-28– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2025 ..... | 175 |
| Figura 4-29 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2021 a 2025.....                    | 176 |
| Figura 4-30 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2021 a 2025.....                                                    | 177 |
| Figura 4-31 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2021 a 2025 .....                                                | 178 |
| Figura 4-32 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2021 a 2025.....                                                    | 179 |
| Figura 4-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2021 a 2025 (HHI).....                                   | 180 |
| Figura 4-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2021 a 2025.....                         | 181 |
| Figura 4-35 – Quotas de mercado, em consumo, por operador de rede de distribuição, 2025 .....                                               | 182 |
| Figura 4-36 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2021 a 2025 .....                                                           | 183 |
| Figura 4-37 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo .....                                       | 186 |
| Figura 5-1 – Percentagem de agregados familiares com atrasos no pagamento de faturas para serviços essenciais, 2021-2025 .....              | 190 |
| Figura 5-2 – Percentagem de agregados familiares com dificuldades em manter a habitação aquecida, 2021-2025 .....                           | 191 |

**ÍNDICE DE QUADROS**

|                                                                                                                                                          |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Quadro 3-1 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2025 .....                                                           | 20  |
| Quadro 3-2 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2025 .....                                                                | 22  |
| Quadro 3-3 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2025 .....                                                                | 23  |
| Quadro 3-4 - Estrutura das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica .....                                                                          | 38  |
| Quadro 3-5 – Tarifas de Acesso às Redes para 2025 .....                                                                                                  | 42  |
| Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2025 .....                                                                                  | 51  |
| Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2025.....                                   | 54  |
| Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2025 .....                                              | 55  |
| Quadro 3-9 – Estatística relativa ao TERRE, 2025 .....                                                                                                   | 57  |
| Quadro 3-10 – Estatística relativa ao mFRR, 2025 .....                                                                                                   | 59  |
| Quadro 3-11– Défice tarifário, 2025 .....                                                                                                                | 106 |
| Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN .....                                                                                                          | 114 |
| Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo .....                                                                                                             | 114 |
| Quadro 3-14 - Evolução do consumo por nível de tensão .....                                                                                              | 115 |
| Quadro 3-15 – Repartição da produção elétrica por fonte de energia primária .....                                                                        | 116 |
| Quadro 3-16 – Potência máxima anual do consumo final referido à emissão.....                                                                             | 117 |
| Quadro 3-17 – Potência instalada do parque eletroprodutor .....                                                                                          | 118 |
| Quadro 3-18 - Extensão e tipologia das redes de transporte e de distribuição .....                                                                       | 119 |
| Quadro 3-19 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2030 e 2040 ..                                                         | 120 |
| Quadro 3-20 – Evolução do número de pontos de carregamento 2024-2025, segmentado por carregamento normal, alta potência (até 150 kW) e ultrarrápido..... | 123 |
| Quadro 4-1 – Indicadores do Terminal de GNL.....                                                                                                         | 135 |
| Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de Acesso às Redes de gás natural .....                                                        | 140 |
| Quadro 4-3 – Estrutura das tarifas de Uso das Infraestruturas de gás natural .....                                                                       | 140 |
| Quadro 4-4 – Evolução tarifária de Uso das infraestruturas em Alta Pressão, do Uso das Redes e do Uso Global do Sistema , para o ano gás 2025-2026.....  | 141 |
| Quadro 4-5 – Evolução tarifária do Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026, por tipologia de clientes em cada nível de pressão .....                    | 142 |
| Quadro 4-6 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2021 e 2025.....                                                                  | 186 |
| Quadro 4-7 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2021 e 2025 .....                                                   | 187 |

## 1 NOTA DE ABERTURA

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem por atribuições a regulação, em todo o território português, dos setores da eletricidade, do gás natural e do gás de petróleo liquefeito (GPL) em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, assim como de algumas atividades de mobilidade elétrica.

O disposto na Diretiva (UE) 2019/944 <sup>1</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019, alterada pela Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho, relativamente a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU e na Diretiva 2009/73/CE alterada pela Diretiva (UE) 2019/692 <sup>2</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, prevê que os reguladores devem informar anualmente as autoridades nacionais, a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) sobre as suas atividades e os desenvolvimentos observados nos mercados de eletricidade e gás natural.

Nesse sentido, o presente relatório é remetido pela ERSE, igualmente, ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, e ainda publicado no site da ERSE.

O relatório segue a estrutura de reporte proposta a nível europeu e apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e de gás natural em Portugal em 2025, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista, quer no mercado retalhista, da segurança do abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório, cujos dados estatísticos e informação apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2025, compreende ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

O relatório abrange, no caso do setor elétrico e sempre que aplicável, quer Portugal continental, quer as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto para o setor do gás natural apenas inclui Portugal continental, uma vez que na Região Autónoma do Açores o gás natural ainda não foi introduzido, e na Região Autónoma da Madeira é utilizado exclusivamente como combustível para a produção de eletricidade.

---

<sup>1</sup> Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 101-D/2020 de 7 de dezembro (Estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético e regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios) e do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

<sup>2</sup> Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.



## 2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL

### 2.1 AVALIAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO E REGULAÇÃO DO MERCADO

#### *Produção e consumo de energia*

O ano de 2025 teve um aumento de 3,2% no consumo global de eletricidade relativamente ao ano anterior. No caso do gás natural, verificou-se uma subida do consumo anual de cerca de 11%, face a 2024, muito por conta de uma maior utilização das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural para a produção de eletricidade. Face ao ano anterior, o consumo de gás natural para a produção de eletricidade teve um aumento de 93%, enquanto o consumo de clientes industriais em alta pressão desceu cerca de 15%. Por sua vez, as redes de distribuição interligadas tiveram uma quebra de consumo de 3%.

Na produção de eletricidade, o ano hidrológico foi acima da média (índice de produtibilidade hidroelétrica anual de 1,31), sendo que a produção hídrica não variou significativamente. O índice de produtibilidade eólica desceu face ao ano anterior (0,99), verificando-se uma manutenção da potência instalada. A satisfação do consumo de eletricidade por produção renovável passou de 70% em 2024, para 68% em 2025.

Em 2025, verificou-se um contributo mais significativo das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural, face à manutenção da produção hídrica. Por seu lado, o saldo importador elétrico desceu de 10,5 TWh em 2024 para 9,3 TWh em 2025.

A potência instalada na produção aumentou face a 2025, com destaque para a potência solar fotovoltaica com mais cerca de 950 MW (incremento de cerca de 25%, não considerando o autoconsumo).

Destaca-se, ainda, o apagão total do sistema elétrico nacional (SEN), no dia 28 de abril, espoletado pela perda de geração em Espanha, devida a problemas de controlo de tensão, que não foram passíveis de serem solucionados, pelo operador do sistema elétrico espanhol, apesar da ativação correta dos planos de defesa do sistema elétrico. O incidente foi classificado como de nível 3 – o mais elevado em termos de gravidade –, de acordo com a Metodologia da Escala de Classificação de Incidentes <sup>3</sup>. Após o apagão, o

---

<sup>3</sup> Vide em:

[https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident\\_Classification\\_Scale/200629\\_Incident\\_Classification\\_Scale\\_Methodology\\_revised\\_and\\_in\\_use\\_as\\_of\\_2020.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/200629_Incident_Classification_Scale_Methodology_revised_and_in_use_as_of_2020.pdf)

processo de reposição teve início imediatamente e foi concluído em 12 horas, em Portugal, e em 16 horas em Espanha, graças aos procedimentos de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e às estratégias de contingência implementadas com o total empenho do ORT e gestor global do SEN, do ORD, dos produtores e de outras entidades.

#### *Fontes de energia renováveis*

A potência total instalada em produção renovável aumentou, em 2025, 5%, resultado sobretudo da nova potência solar fotovoltaica. Os leilões de reserva de potência de ligação à rede, focados na tecnologia solar fotovoltaica, apontam para a continuação desta tendência nos próximos anos, pois apenas foram parcialmente executados.

Adicionalmente, e no contexto do atual quadro legislativo do setor elétrico, aprovado em janeiro de 2022, os produtores de energias renováveis manifestaram grande interesse por projetos de tecnologia híbrida, quer nos sítios com produção renovável já instalada, quer em novos projetos.

Nesta tendência de hibridização inclui-se a instalação de baterias colocalizadas em instalações de produção, para as quais foi atribuído um apoio público no início de 2025, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). Esse apoio decorreu de um concurso para financiamento de projetos de armazenamento em baterias ligadas a jusante do contador, *behind-the-meter*<sup>4</sup>, associados a centros eletroprodutores de fonte renovável, com o objetivo de apoiar 500 MW de potência. Este leilão atribuiu apoios ao investimento, na condição de prestação de serviços de sistema e resolução de restrições técnicas. Já em 2026, houve um reforço da dotação deste apoio, aumentando em 80 milhões de euros as verbas alocadas a esta medida.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis aumentou 1% face ao ano anterior. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 27% do consumo<sup>5</sup>. A produção eólica abasteceu 25% do consumo, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

No final de 2025 ocorreu a primeira injeção de biometano nas redes de gás. A este primeiro produtor seguem-se vários outros cujos processos de ligação à rede estão em curso e que se esperam concretizar em breve. Foi também concluído o primeiro leilão para atribuição de direitos de injeção de gases renováveis

---

<sup>4</sup> Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho

<sup>5</sup> Produção a partir do caudal natural, face ao consumo referido à emissão, adicionado do consumo líquido do processo de armazenamento.

nas redes de transporte e de distribuição de gás <sup>6</sup>, sendo adjudicados contratos de aquisição de 2 GWh/ano de biometano e de 119 GWh/ano de hidrogénio <sup>7</sup>. O modelo de concurso atribui o direito de venda do gás injetado na rede pelo preço resultante do leilão, por um período de 10 anos. Os gases renováveis serão comprados pelo comercializador de último recurso grossista e o sobrecusto face ao preço do MIBGAS deverá ser financiado pelo Fundo Ambiental.

Assinala-se também que se registaram eventos climatéricos adversos que impediram o uso do terminal de GNL por algum tempo, tendo levado a utilizar as reservas de segurança do armazenamento e a um aumento da importação via VIP Ibérico, nomeadamente através de Campo Maior.

#### *Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural*

A potência instalada de produção a partir de fontes renováveis aumentou, devido ao acréscimo da potência instalada solar fotovoltaica, o que aponta para uma maior concorrência e descarbonização do setor elétrico.

O grau de integração do mercado ibérico manteve-se muito elevado, podendo considerar-se que os preços estão praticamente acoplados, apesar das diversas circunstâncias associadas à variação da hidraulicidade ou dos preços das *commodities* com impacte na formação do preço grossista da eletricidade.

No que respeita ao gás natural, o volume de transações em mercado organizado atingiu um valor de 1,2 TWh, que duplica o valor relativo a 2024 (0,62 TWh). Esta melhoria da liquidez em mercado organizado também se verifica quando expressa em percentagem de procura na RNTG (2,4% em 2025, face a 1,2% em 2024), bem como em percentagem do total de trocas entre agentes no VTP (12% em 2025, face a 6,1% em 2024).

O peso das ações de compensação do GTG, no total das transações em mercado organizado, sofreu, em 2025, uma redução, passando de 30% para 20%, apesar de o volume total de ações de compensação (240 GWh) ter registado um aumento de 34%. A redução do peso das ações de compensação do GTG deve-se, exclusivamente, a uma maior dinâmica de mercado, uma vez que o volume de transações em mercado organizado de gás, sem a intervenção do GTG, aumentou significativamente face a 2024, atingindo um volume de 960 GWh.

---

<sup>6</sup> Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro.

<sup>7</sup> Consultar os resultados do procedimento na página da DGEG [<https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/combustiveis/procedimentos-gases-renovaveis/>].

Apesar deste aumento do volume de transações, verifica-se que os agentes de mercado continuam a privilegiar os intercâmbios bilaterais para concretizar as trocas comerciais em mercado grossista, o que prejudica a formação consistente, numa base diária, de um preço de mercado no VTP.

Durante o ano de 2023, foram regulamentadas as matérias relativas ao conceito de operador dominante no mercado do gás natural, o que se traduziu no início de 2024, na concretização da obrigação de prestação do serviço de criação de mercado no mercado organizado, que implica a apresentação de um determinado volume de ofertas de compra e de venda separadas por um diferencial máximo de preços. Esta medida tem contribuído positivamente para a liquidez do mercado organizado de gás e para a criação de um mais sólido referencial de preço de curto prazo. Em 2025, os agentes de mercado, classificados como operadores dominantes, atuaram como tal, no âmbito do VTP do MIBGAS, promovendo melhores condições de liquidez para as transações referentes ao SNG, em concordância com a Decisão da ERSE no âmbito da Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro, relativa à lista de operadores dominantes do Sistema Nacional de Gás e respetivos volumes máximos de transação diários que lhes são aplicáveis.

#### *Mercados de serviços de sistema de eletricidade e de compensação das redes de transporte de gás (DIR)*

Os mercados de serviços de sistema de eletricidade têm sofrido alterações graduais e significativas para implementar os códigos de rede europeus, nomeadamente os estabelecidos com base no Regulamento (EU) 2017/2195, na sua versão atual. Depois de, em 2024, o GGS ter implementado o produto de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR) e ter integrado a plataforma europeia MARI, em 28 de novembro de 2024, a primeira troca de energia de mFRR do ORT português na plataforma MARI ocorreu em 18 de dezembro de 2024, já com a adesão do ORT espanhol.

Salienta-se a potência habilitada fotovoltaica para prestação do serviço de mFRR que, em 2025, cresceu 839 MW, atingindo um valor total de 1 183 MW, para uma potência habilitada total do parque electroprodutor de 15 653 MW.

Em setembro de 2025 foi aprovada uma nova versão do MPGGS, que estabeleceu produtos normalizados de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), de energia e de capacidade, bem como o produto diário de capacidade de mFRR. Adicionalmente, foi introduzido um mecanismo de controlo de injeção, para *curtailment* de unidades físicas não habilitadas. Para além de outras regras, como a de aFRR em portefólio a iniciar com um projeto piloto, foram ainda estabelecidos requisitos de observabilidade e tida em conta a participação de instalações com acesso com restrições.

Como resultado das alterações do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, os mercados intradiários passaram a funcionar em intervalos tempo de mercado de 15 minutos, em março de 2025, o mesmo sucedendo com a liquidação de desvios, em abril de 2025, e com o mercado diário, em outubro de 2025.

De acordo com a regulamentação europeia, as ofertas de balanço devem ser feitas depois do IDCZGCT<sup>8</sup> do mercado intradiário. A alteração introduzida pelo Regulamento (UE) 2024/1747, de 13 de junho de 2024, reduzindo o valor do IDCZGCT de 1 hora para 30 minutos, levou a que os ORT tivessem decidido encerrar a plataforma TERRE até ao fim de 2025, terminando a 30 de dezembro a troca de energia de balanço a partir de reservas de reposição entre ORT.

A ERSE concedeu a derrogação solicitada pela REN de manter até 1 de janeiro de 2029 o valor do IDCZGCT em 60 minutos. Idêntica derrogação foi concedida em Espanha pela CNMC.

Os encargos de regulação têm vindo a aumentar de forma crescente, tendo atingido em 2025 o valor unitário de 13,06 EUR/MWh, que compara com 7,99 EUR/MWh em 2024. Como justificação para este crescimento releva-se o crescimento das energias renováveis e, em particular em 2025, após o Apagão ibérico em 28 de abril, o uso sistemático como fator de segurança de centrais de ciclo combinado para resolver restrições técnicas no PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento).

#### *Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025*

No dia 28 de abril, pelas 11h33 (hora portuguesa), registou-se um apagão geral do sistema elétrico da Península Ibérica. O incidente, que começou no sul de Espanha através de uma perda de geração em cascata, provocou a separação face à Zona Síncrona da Europa Continental e o colapso das duas redes, de Portugal e Espanha. Em Portugal foram afetados 6,4 milhões de consumidores. O processo de reposição demorou cerca de 12 horas na rede de transporte. A alimentação total da rede de distribuição demorou mais 4 horas.

O incidente resultou do descontrolo dos valores de tensão na rede em Espanha, devido à concertação de vários fatores. Depois do mesmo, foram tomadas medidas para reforçar os meios de controlo de tensão, quer em Portugal, quer em Espanha. Primeiro, através do despacho de centrais convencionais com

---

<sup>8</sup> O IDCZGCT é o instante a partir do qual deixam de ser aceites novas transações que utilizem capacidade transfronteiriça para um determinado período de entrega.

obrigação de controlo de tensão, no processo de restrições técnicas, assegurou-se uma disponibilidade de centrais não casadas através do mercado, em particular as centrais de ciclo combinado a gás. Foram ainda aprovados novos investimentos que já estavam em discussão, relativos a meios próprios de controlo de tensão pelo operador da rede de transporte, tais como reatâncias *shunt*, dois STATCOM e um compensador síncrono.

#### *Mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural*

No mercado retalhista, continuou a verificar-se uma grande variedade de ofertas comerciais, incluindo ofertas integradas de eletricidade e de gás natural. O ritmo de mudança de comercializador, em número de clientes, foi de 21% na eletricidade, representando uma descida de 4 p.p., e de 17% no gás natural, mantendo-se face a 2024.

Em 2025, no setor elétrico, cerca de 95% do consumo e 88% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, esses valores foram de cerca de 95% do consumo e 73% dos clientes.

No mercado de eletricidade, no final de 2025, estavam presentes 41 comercializadores em regime de mercado, dos quais 39 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas com potências até 41,4 kVA. Relativamente a 2024, registou-se a entrada de 3 novos agentes <sup>9</sup> e não se verificou a saída de qualquer comercializador de eletricidade do mercado livre. No mercado de gás natural, estavam presentes 22 comercializadores em regime de mercado, 21 dos quais forneciam clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>/ano.<sup>10</sup>

O regresso ao mercado regulado do gás natural, para clientes com consumos anuais até 10 000 m<sup>3</sup>, passou a ser possível desde a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro. Na sequência da possibilidade dos consumidores de menor dimensão do setor do gás natural regressarem ao regime das tarifas reguladas, o número de clientes no mercado regulado aumentou de forma significativa até 2023, estabilizou em 2024 e recuou ligeiramente em 2025. Em termos globais, a medida levou a uma maior adesão ao CUR nos primeiros anos, seguida de uma fase recente de estabilização e de uma ligeira correção.

---

<sup>9</sup> On Demand Facilities, Volton e StartCampus.

<sup>10</sup> O número de comercializadores apresentado é referente aos comercializadores com clientes na sua carteira.

De assinalar, ainda, que cerca de 12% dos consumidores de eletricidade e de 4% dos consumidores de gás natural em Portugal continental estão abrangidos pelo regime da tarifa social, que atribui um desconto que se reflete no preço final, transversal a todos os comercializadores.

#### *Preços de eletricidade e de gás natural*

Os preços grossistas de eletricidade e de gás natural apresentaram alguma volatilidade e incerteza na sua evolução, tendo aumentando durante o ano de 2025 face a 2024 (+4% quer no preço de eletricidade quer no preço do gás natural).

No setor elétrico, em 2025, as tarifas reguladas de acesso às redes observaram variações de +9,8% face a 2024, considerando os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2024. Esta variação justifica-se, essencialmente, pelo acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), que observou um acréscimo do preço médio, de +21,9%. Importa salientar que, apesar dos acréscimos em 2024 e 2025, os preços médios ainda se encontram abaixo dos valores de 2021, o ano de referência, anterior às alterações tarifárias extraordinárias motivadas pela crise sanitária COVID-19 e pela guerra da Ucrânia. De notar ainda que, o acréscimo verificado na UGS, foi mitigado pelo diferimento, pelo período de quatro anos, do sobrecusto da aquisição da produção com remuneração garantida, no montante de 273,7 milhões de euros.

Em resultado da decisão favorável da Comissão Europeia no processo de auxílios de Estado, desde meados de abril de 2025, são aplicáveis tarifas específicas a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo.

No setor do gás natural, no ano gás 2025-2026, registaram-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: +11,7% para os centros electroprodutores (CEP), +23,0% para os clientes em alta pressão (AP), +13,1% em média pressão (MP), +9,9% em baixa pressão > (BP>) e +8,5% em BP<.

Em 2025, os preços do mercado retalhista tiveram uma evolução distinta nos mercados da eletricidade e do gás natural. Enquanto no mercado da eletricidade se verificou uma descida dos preços médios da eletricidade para os clientes domésticos e um aumento para os não domésticos, no gás natural a tendência foi de aumento nos dois segmentos.

Na eletricidade, a descida do preço médio final deve-se a uma redução da componente de energia, que parece estar agora a refletir a descida de preços no mercado grossista verificada em 2024. No segmento não doméstico, a maior indexação ao preço de mercado causou uma subida do preço nos dois primeiros

trimestres do ano e uma descida nos dois últimos, face aos trimestres homólogos. A evolução das TAR também contribuiu para uma subida homóloga do preço nos dois primeiros trimestres do ano.

No setor do gás, as subidas do preço final do segmento dos clientes domésticos e dos pequenos negócios estão associadas à variação da TAR. Nos segmentos de clientes industriais, principalmente os ligados em AP e MP, as variações do preço final ao longo do ano devem-se principalmente às variações da componente de energia.

### *Redes inteligentes de eletricidade*

A ERSE publicou, em outubro de 2025, um relatório sobre o estado da implementação das redes inteligentes de energia elétrica em Portugal continental. Mais de 99% das instalações tem contador inteligente e encontram-se integradas em rede inteligente, acedendo aos serviços previstos na regulamentação, de que são exemplo, a recolha diária remota de leituras e diagramas de carga, a disponibilização de dados na plataforma do operador de rede, a prestação de diversos serviços de forma remota ou a faturação sem estimativas.

No âmbito da disponibilização de dados, e como estabelecido no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162 da Comissão, de 6 de junho de 2023, foram publicados os procedimentos de acesso aos dados, nomeadamente por entidades terceiras que pretendam fornecer serviços baseados em dados, com o devido consentimento do cliente.

Em dezembro de 2025, a ERSE divulgou o ‘Relatório de Monitorização das Redes de Transporte e de Distribuição’ de energia elétrica, previsto no artigo 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o qual analisa o desenvolvimento da rede inteligente, tendo em vista a promoção da eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis.

Nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, estão também em curso operações de *rollout* de contadores inteligentes e disponibilização dos serviços das redes inteligentes. Os respetivos operadores de rede estimam a sua conclusão em 2026, no caso da Madeira, e em 2028, no dos Açores.

### *Outros desenvolvimentos relevantes no mercado*

A ERSE aprovou, em janeiro de 2025, as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo, em resposta a um aumento acentuado de pedidos de ligação à rede. As Condições Gerais aprovadas beneficiaram dos contributos recebidos na

Consulta Pública n.º 122 e estabelecem, no âmbito do acesso com restrições, um modelo padrão de relacionamento entre as instalações de produção ou de armazenamento autónomo e os operadores das redes, nomeadamente no que se refere às suas responsabilidades e obrigações.

Em fevereiro de 2025, a ERSE aprovou, através da [Diretiva n.º 4/2025, de 28 de fevereiro](#), o projeto-piloto FlexC <sup>11</sup>, o qual tem por objetivos testar, em ambiente real, a possibilidade de proporcionar maior potência para carregamento de veículos elétricos em garagens comuns de edifícios coletivos e aferir o grau de interesse neste novo conceito, principalmente por parte dos clientes utilizadores de veículos elétricos e dos fornecedores de soluções de carregamento. O projeto-piloto pretende responder a alguns desafios que atualmente ainda limitam o carregamento de veículos elétricos em condomínios, uma vez que boa parte deles não está infraestruturado para esse carregamento, o que implicaria custos em reforços de ligação à rede. Por outro lado, existe potência disponível nas instalações coletivas que não está a ser utilizada ou está disponível em determinadas alturas do dia, e que poderia concorrer, com esta solução FlexC para a promoção do carregamento em casa e, por essa via, ser um indutor para a redução das barreiras à adoção de veículos elétricos por parte dos consumidores.

Em novembro de 2025, foi lançada a [Consulta Pública n.º 137](#) com a proposta de atualização dos períodos horários aplicáveis às tarifas de eletricidade em Portugal continental. A alteração proposta visa adequar os períodos horários à evolução dos padrões de consumo e produção elétrica, promovendo uma utilização mais eficiente das redes e uma melhor correspondência entre os períodos horários e o perfil real de utilização do sistema elétrico. A prazo, tal permitirá reduzir a necessidade de investir nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, e, com isso, reduzir os custos de redes para todos os consumidores. A aprovação da decisão com os novos períodos horários, aplicáveis em Portugal continental, está prevista para 2026.

---

<sup>11</sup> Mais informação sobre o projeto em <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/inovacao-e-desenvolvimento/flexc>.



### 3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

##### 3.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

###### 3.1.1.1 BALANÇO

A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito dos mercados de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua função de Gestão Técnica Global do SEN, nos termos do ROR <sup>12</sup> e do MPGGS <sup>13</sup>.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos que se distribuem pelos consumos. Adicionalmente, os custos e receitas da mobilização de energia de regulação secundária (aFRR), energia de reserva de regulação, energia de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR) <sup>14</sup> e energia de reservas de reposição (RR), em cada período de liquidação de desvios (*imbalance settlement period*), utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são repartidos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período, na proporção do seu desvio.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário <sup>15</sup> e dos mercados de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores em 2025, com desagregação da parcela relativa aos mercados diário e intradiário e da que respeita aos mercados de serviços de sistema.

A figura permite ainda verificar que o preço dos mercados de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à resolução de restrições técnicas no Programa Diário Base de

---

<sup>12</sup> O [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico](#), foi aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, no seguimento da Consulta Pública n.º 113.

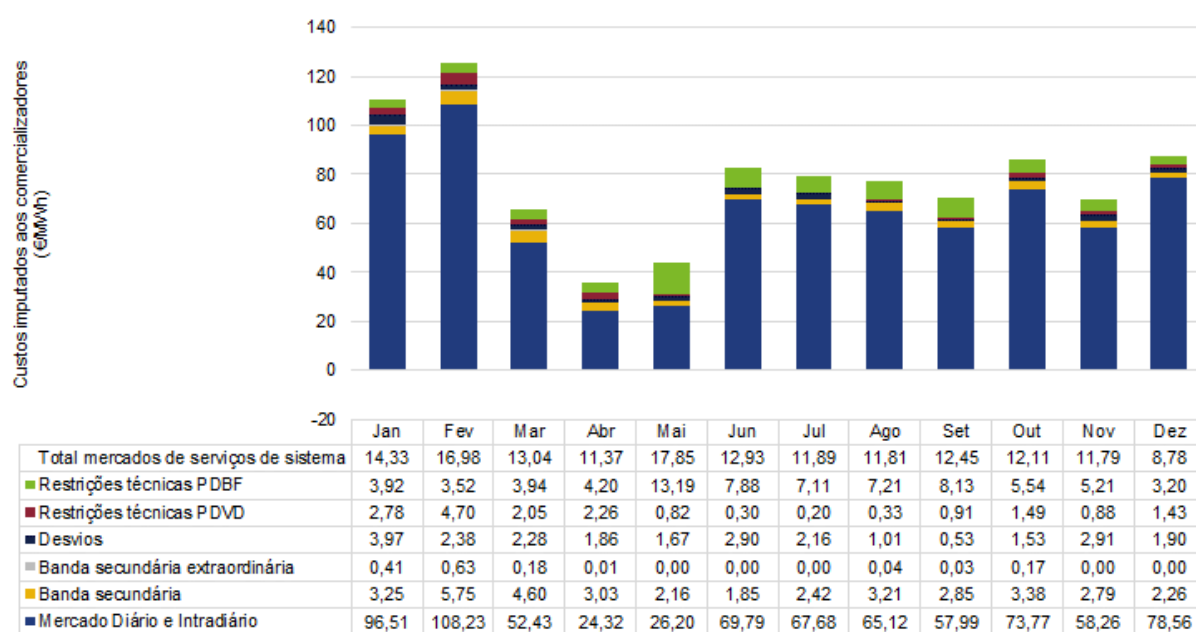
<sup>13</sup> O [MPGGS](#) foi aprovado pela Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro.

<sup>14</sup> A 14 de março de 2024, a GGS substituiu o produto específico de reserva de regulação pelo produto de mFRR, numa plataforma nacional.

<sup>15</sup> Exclui o mercado intradiário integrado e contínuo, resultante da concretização do modelo previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho (XBID).

Funcionamento (PDBF), à contratação de banda de regulação secundária e à resolução de desvios, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

**Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal em 2025**

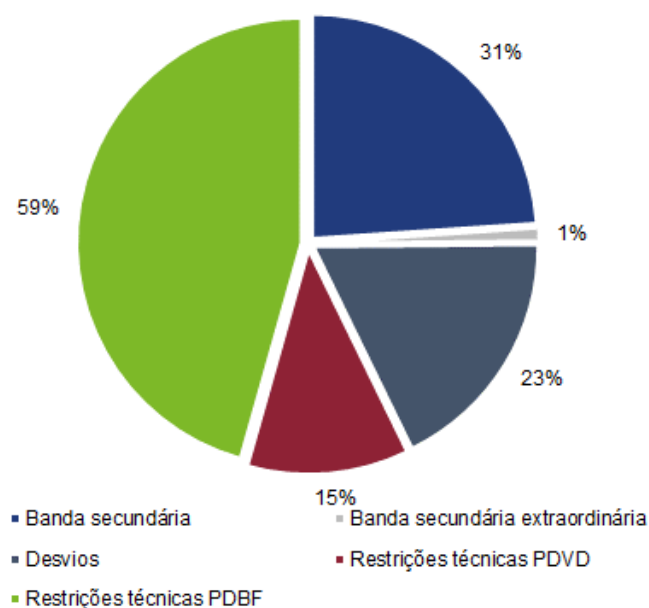


Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e PDVD – Programa Diário Viável Definitivo

Os mercados de serviços de sistema representaram, em 2025, um custo médio ponderado de 9,58 EUR/MWh, face a um preço médio ponderado nos mercados diário e intradiário de 65,49 EUR/MWh, o que traduz um aumento do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 6% face ao ano anterior, tendo o custo médio dos mercados de serviços de sistema observado um aumento de 25% face aos 7,66 EUR/MWh verificados em 2024.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, confirmando-se o peso da resolução de restrições técnicas do PDBF, seguida pela contratação de banda de regulação secundária e resolução de desvios.

Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2025



Fonte: dados REN

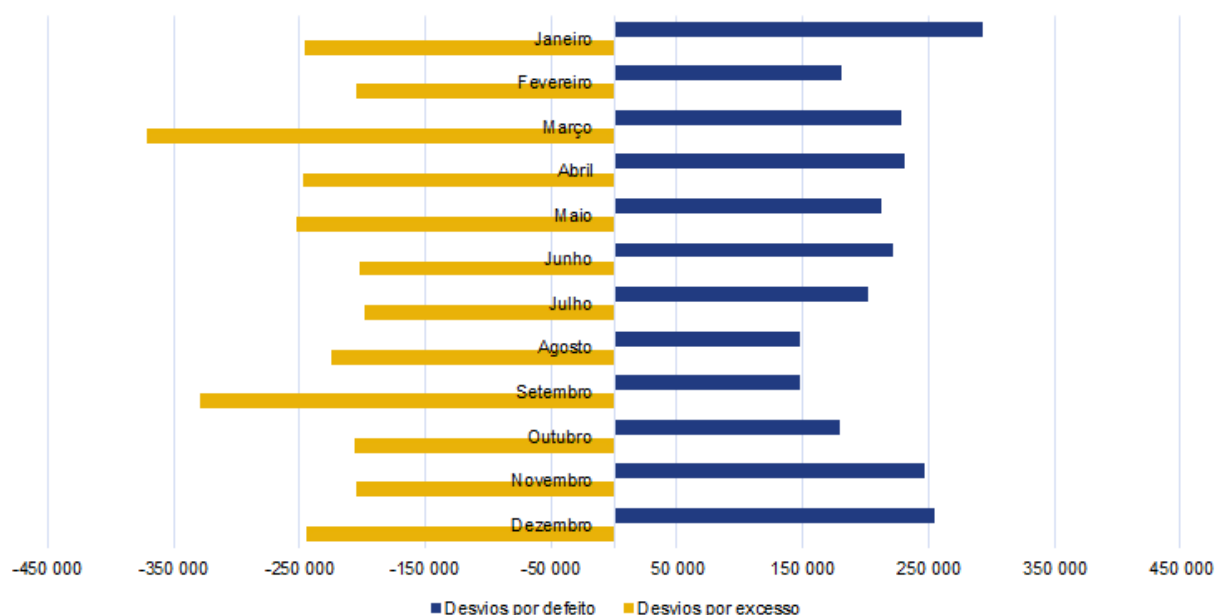
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação nos mercados de serviços de sistema (prestadores de serviços de sistema - BSP).

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito <sup>16</sup> e por excesso <sup>17</sup>, verificadas ao longo de 2025. Face a 2024, registou-se um aumento dos desvios por excesso e por defeito. Em termos totais, verificou-se um ligeiro aumento do valor ocorrido em 2024 de 5 305 GWh para 5 478 GWh em 2025.

<sup>16</sup> Um desvio por defeito, para cada período de liquidação, resulta de um consumo superior ao programado, ou de uma injeção na rede inferior à programada.

<sup>17</sup> Um desvio por excesso, para cada período de liquidação, resulta de um consumo inferior ao programado, ou de uma injeção na rede superior à programada.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh) em 2025



Fonte: dados REN

#### MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho. Para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo é constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados alcançados com as ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3).

O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição (PP) é calculado da seguinte forma:

$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

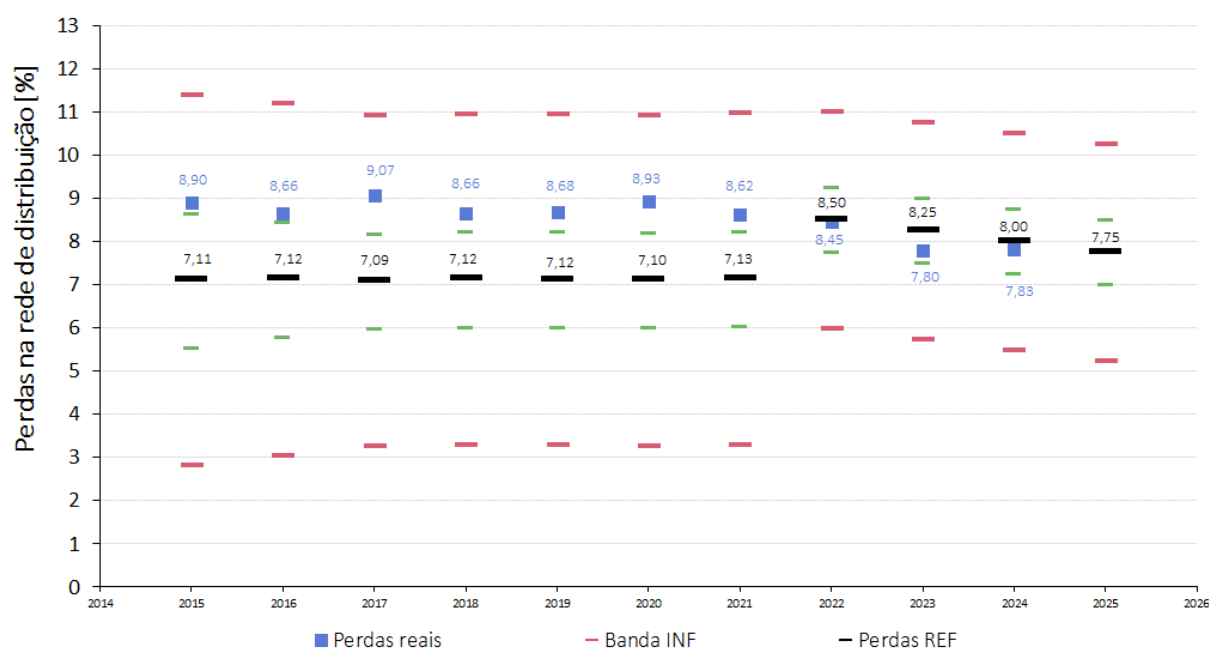
##### COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo é baseada no balanço anual de energia.

Em 2024, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 7,83%, tal como ilustrado na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, que apresenta a evolução das perdas nas

redes de distribuição verificadas entre 2014 e 2024, e os parâmetros do incentivo à redução de perdas aplicados nos dois períodos de regulação anteriores, no referencial de entrada.

Figura 3-4 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas



Sendo 7,83% o valor das perdas verificado em 2024, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,50%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,75%), não há lugar a prémio pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo é nula:

$$PP_1 = 0 \text{ €}$$

#### COMPONENTE 2

A componente 2 corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações de combate ao consumo ilícito. O montante recuperado por estas ações (MR) é partilhado em função de uma percentagem de partilha (k), definida para o período de regulação.

De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2024 foi de 11 792 282 €. Sendo o valor da percentagem de partilha  $k = 25\%$ , o prémio a receber no âmbito da componente 2 é de 2 948 070 €:

$$PP_2 = 11\,792\,282\text{ €} \times 0,25 = 2\,948\,070\text{ €}$$

#### COMPONENTE 3

A componente 3 corresponde a um incentivo adicional do tipo linear (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade.

De acordo com a informação do operador da RND, a energia recuperada no âmbito da componente 3 do incentivo foi de 135 651 MWh. Sendo o valor de referência  $R_{REF} = 132\,300\text{ MWh}$ , e a valorização unitária da energia recuperada  $V_{p3} = 50\text{ EUR/MWh}$ , o operador da RND tem direito a um prémio de 167 550 €:

$$PP_3 = (135\,651 - 132\,300)\text{ MWh} \times 50\text{ EUR/MWh} = 167\,550\text{ €}.$$

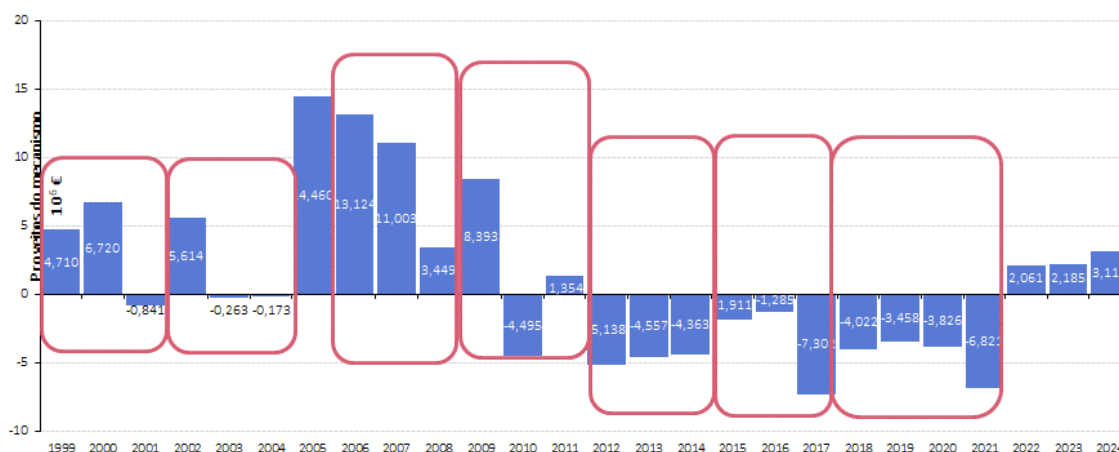
#### Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2024 resulta num prémio no valor de 3 115 620 €:

$$PP = 0\text{ €} + 2\,948\,070\text{ €} + 167\,550\text{ €} = 3\,115\,620\text{ €}$$

A Figura 3-5 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que, pelo terceiro ano consecutivo, o operador da RND recebe um prémio após o período de penalizações ocorrido entre 2012 e 2021 pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra.

Figura 3-5 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



### 3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

#### CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A caracterização da continuidade de serviço nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica é feita recorrendo a indicadores para cada sistema, baseados no tempo/duração da interrupção e na sua frequência (TIE/TIEPI/SAIFI/SAIDI – ver lista de definição dos indicadores no Anexo III).

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e de distribuição, em termos de continuidade de serviço, é feita considerando não só as interrupções longas (duração superior a 3 minutos), mas também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III). O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados em Portugal continental<sup>18</sup>, em 2025<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Indicadores referentes à rede de transporte da REN e à rede de distribuição (AT, MT e BT) da E-REDES.

<sup>19</sup> A informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em:

<https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#relatorio-anual>

<https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica>

Quadro 3-1 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2025

| Nível Tensão    | Indicador   | Interrupções |                           |                     |
|-----------------|-------------|--------------|---------------------------|---------------------|
|                 |             | Previstas    | Acidentais                |                     |
|                 |             |              | Responsabilidade Operador | Eventos Excecionais |
| Transporte MAT  | TIE (min)   | 0,00         | 0,01                      | 606,22              |
|                 | SAIFI (int) | 0,00         | 0,02                      | 0,98                |
|                 | SAIDI (min) | 0,00         | 0,08                      | 736,05              |
|                 | MAIFI (int) | 0,00         | 0,03                      | 0,00                |
| Distribuição AT | SAIFI (int) | 0,00         | 0,14                      | 0,92                |
|                 | SAIDI (min) | 0,00         | 4,58                      | 525,65              |
|                 | MAIFI (int) | 0,00         | 0,56                      | 0,19                |
| Distribuição MT | TIEPI (min) | 0,12         | 56,06                     | 641,83              |
|                 | SAIFI (int) | 0,00         | 1,52                      | 1,81                |
|                 | SAIDI (min) | 0,15         | 69,07                     | 676,61              |
|                 | MAIFI (int) | 0,00         | 8,12                      | 1,84                |
| Distribuição BT | SAIFI (int) | 0,00         | 1,49                      | 1,58                |
|                 | SAIDI (min) | 0,88         | 86,95                     | 664,10              |

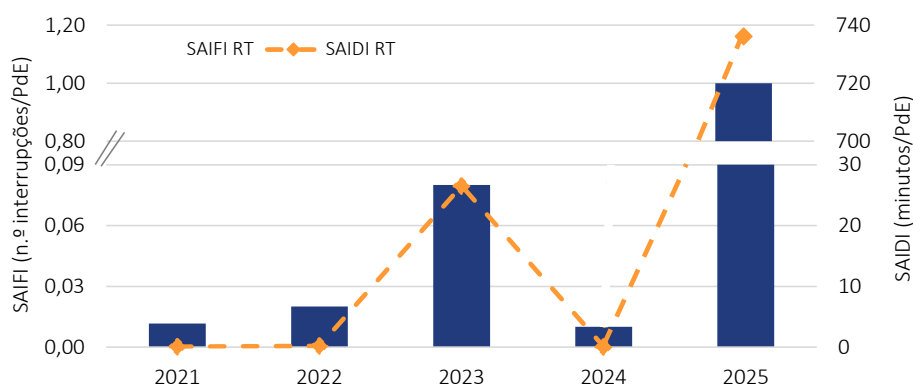
Fonte: dados REN e dados E-REDES.

No que respeita a 2025, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte registaram um agravamento significativo face aos valores observados no ano anterior. Este agravamento decorre, sobretudo, do impacto do incidente ocorrido em 28 de abril de 2025 (Apagão Ibérico), que provocou uma interrupção generalizada do fornecimento de energia elétrica na Península Ibérica, originando um apagão de grande escala em Portugal e Espanha. Em Portugal continental, o incidente afetou a totalidade dos pontos de entrega (PdE) de consumo da RNT, incluindo 66 PdE ligados à RND e 21 PdE correspondentes a consumidores ligados diretamente à RNT (em MAT).

Em 2025, os valores dos indicadores de continuidade de serviço evidenciam que, para as redes de distribuição, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo. Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, destacando-se, pela sua relevância, as relacionadas com o Apagão Ibérico, que afetou um total de 6 395 794 instalações de clientes ligadas em AT, MT e BT, e as decorrentes de fenómenos naturais.

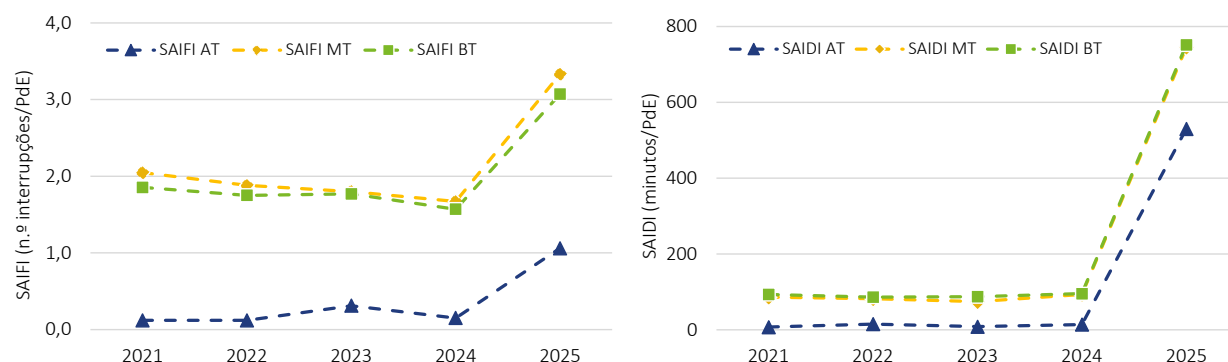
A Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados, respetivamente, na rede de transporte e nas redes de distribuição em Portugal continental, entre 2021 e 2025.

**Figura 3-6 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental**



Fonte: dados REN – Rede Eléctrica Nacional

**Figura 3-7 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental**



Fonte: dados E-REDES

Adicionalmente, o RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração anual de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede de distribuição para com o cliente. O incumprimento destes padrões individuais, por parte do referido operador de rede, origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária<sup>20</sup>, sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente a 2025, registaram-se 111 182 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, tendo sido pago ao cliente cerca de 2,1 milhões de euros em compensações. Em

<sup>20</sup> Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento do indicador individual. Não corresponde a qualquer indemnização por eventuais danos causados por interrupções.

2024, o número de incumprimentos tinha sido de 72 461, dos quais 71 268 foram relativos à duração das interrupções e 1 193 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 994 mil euros em compensações.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2025.

**Quadro 3-2 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2025**

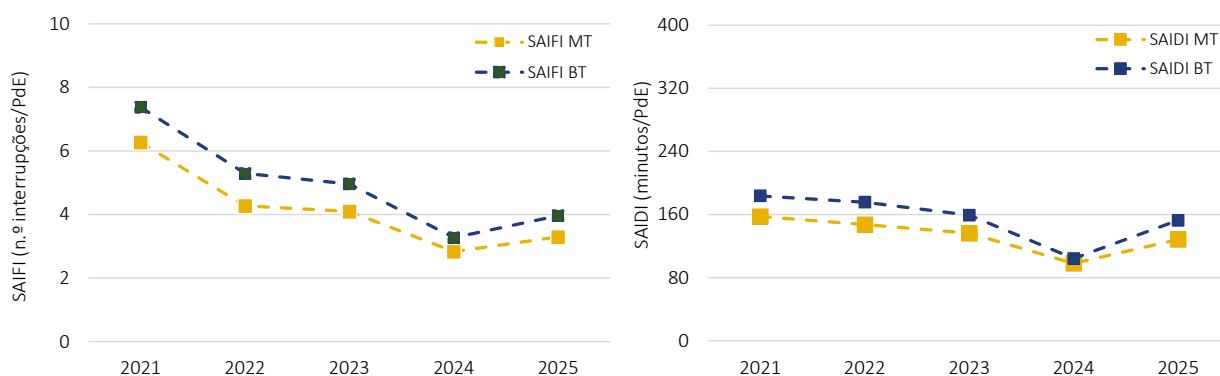
| Nível Tensão    | Indicador   | Interrupções |                           |                      |
|-----------------|-------------|--------------|---------------------------|----------------------|
|                 |             | Previstas    | Acidentais                |                      |
|                 |             |              | Responsabilidade Operador | Eventos Excepcionais |
| Distribuição MT | TIEPI (min) | 22,48        | 35,25                     | 34,94                |
|                 | SAIFI (int) | 0,34         | 2,09                      | 0,86                 |
|                 | SAIDI (min) | 28,80        | 45,95                     | 53,73                |
|                 | MAIFI (int) | 0,82         | 1,98                      | 0,09                 |
| Distribuição BT | SAIFI (int) | 0,38         | 2,48                      | 1,10                 |
|                 | SAIDI (min) | 27,60        | 61,33                     | 63,69                |

Fonte: dados EDA

Em 2025, verificou-se uma degradação na continuidade do serviço na RAA, resultado de um aumento generalizado das interrupções, com particular incidência nas interrupções de natureza acidental.

A Figura 3-8 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAA, entre 2021 e 2025.

**Figura 3-8 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA**



Fonte: dados EDA

Na RAA, em 2025, registaram-se nove situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, relativa à duração das interrupções, tendo sido pago ao cliente cerca de 84 euros em compensações. Em 2024, o número de incumprimentos tinha sido de três, apenas relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 012 euros em compensações.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2025.

**Quadro 3-3 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2025**

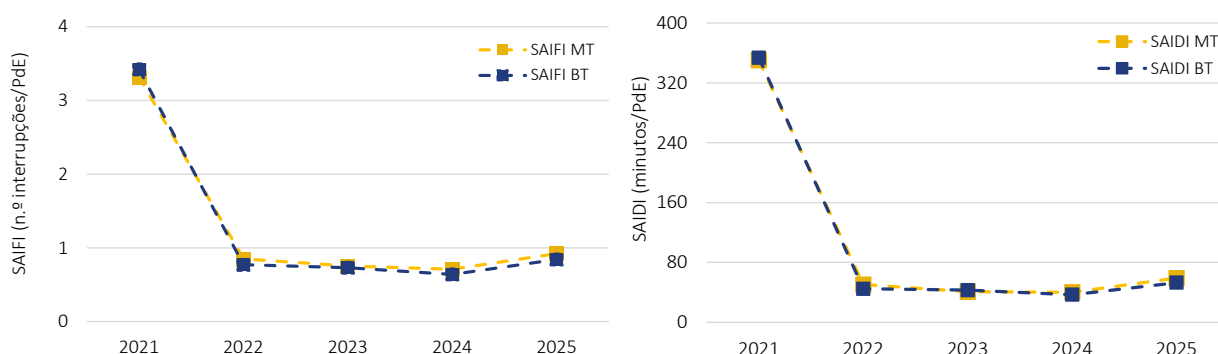
| Nível Tensão    | Indicador   | Interrupções |                           |                     |
|-----------------|-------------|--------------|---------------------------|---------------------|
|                 |             | Previstas    | Acidentais                |                     |
|                 |             |              | Responsabilidade Operador | Eventos Excecionais |
| Distribuição MT | TIEPI (min) | 12,60        | 18,30                     | 8,21                |
|                 | SAIFI (int) | 0,11         | 0,69                      | 0,12                |
|                 | SAIDI (min) | 12,20        | 28,25                     | 19,57               |
|                 | MAIFI (int) | 0,02         | 0,45                      | 0,11                |
| Distribuição BT | SAIFI (int) | 0,13         | 0,63                      | 0,08                |
|                 | SAIDI (min) | 15,23        | 29,27                     | 8,46                |

Fonte: dados EEM

No que respeita a 2025, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes da RAM registou uma ligeira degradação face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu de forma mais expressiva o aumento das interrupções acidentais.

A Figura 3-9 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAM, entre 2021 e 2025.

**Figura 3-9 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM**



Fonte: dados EEM

Relativamente a 2025, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 252, relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 8 228 euros em compensações. Em 2024, tinham sido registados 136 incumprimentos, relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 847 euros em compensações.

Note-se que o agravamento do número de incumprimentos individuais não implica necessariamente uma degradação geral da continuidade de serviço. Enquanto os indicadores gerais de continuidade de serviço medem a qualidade de serviço média disponibilizada pela rede elétrica, o número de incumprimentos individuais reflete o número de clientes para os quais não foi garantido o nível mínimo de qualidade imposto pelos padrões individuais de continuidade de serviço definidos pela ERSE.

Conforme estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente informação sobre qualidade de serviço <sup>21</sup>.

#### INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RT prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com efeitos nos proveitos permitidos do operador da RND de Portugal continental. Este incentivo tem em vista, por um lado, promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (componente 1 do incentivo) e, por outro, incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (componente 2 do incentivo).

<sup>21</sup> A informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica>

O valor da componente 1 do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente, e é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo, do prémio ou da penalidade, correspondeu a 6 milhões de euros em 2025. Na determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na RNT, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excecionais.

O valor da componente 2 do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. Para a determinação deste valor do SAIDI MT são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na RNT, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excecionais. O valor da componente 2 é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 3 milhões de euros no ano de 2025.

Para 2025, e em relação ao montante da componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores previstos de 42 436 de energia distribuída e de 56,02 minutos de TIEPI MT, estimou-se o valor de 4,52 GWh para a energia não distribuída, valor que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND em cerca de 0,5 milhões de euros. No que respeita à componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor previsto de 309,21 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram pior desempenho, o valor do montante obtido como proveito foi de 3 milhões de euros.

#### 3.1.1.3 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou a outro evento de força maior, e quando não se justifique a declaração de crise energética, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias <sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Na sequência do incidente de 28 de abril de 2025, que conduziu ao apagão dos sistemas elétricos de Portugal e de Espanha, a REN acionou o Plano de Preparação para Riscos no Setor da Eletricidade <sup>23</sup>, tendo o Governo aprovado, no mesmo dia, a declaração de crise energética, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 90-A/2025, de 28 de abril.

A declaração de crise energética produziu efeitos desde o início do apagão, até ao final do dia seguinte, dia 29 de abril. A declaração autorizou a Ministra do Ambiente e Energia a aplicar as medidas excecionais previstas no n.º 1 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril.

O plano de preparação para os riscos no setor de eletricidade prevê a existência de um Gabinete de Crise, coordenado pela DGEG e pela REN, que assegura a implementação do plano e a articulação com as entidades previstas.

Após a reposição do sistema elétrico, no dia 30 de abril, a Ministra do Ambiente e Energia aprovou sucessivas decisões de condicionamento da exploração das interligações elétricas, com vista a assegurar a segurança da operação do SEN num período de incerteza e debilidade, nomeadamente:

- Despacho n.º 153/MAEN/2025, de 4 de maio

Suspensão das trocas comerciais nas interligações elétricas.

- Despacho n.º 154/MAEN/2025, de 4 de maio

Clarifica que o GGS pode usar as interligações para a troca de serviços de balanço com outros operadores de rede de transporte, em benefício da segurança da operação, e que as trocas comerciais no sentido exportador podem ser permitidas pelo GGS quando este considere que não constituem um risco operacional.

- Despacho n.º 157/MAEN/2025, de 6 de maio

Permite as trocas comerciais de exportação e as de importação até 1 000 MW, condicionadas às condições de segurança operacional definidas pelo GGS.

- Despacho n.º 161/MAEN/2025, de 10 de maio

---

<sup>23</sup> Publicado pela DGEG.

Restringe a limitação das trocas comerciais nas interligações elétricas a 1 000 MW, no sentido importador e no período das 8h às 18h, e a 2 200 MW, no sentido importador e no período das 18h às 8h.

- Despacho n.º 180/MAEN/2025, de 17 de maio

Restringe a limitação das trocas comerciais nas interligações elétricas a 1 500 MW, no sentido importador e no período das 8h às 19h.

- Despacho n.º 153/MAEN/2025, de 4 de maio.

Fim das medidas de emergência, no dia 24 de maio

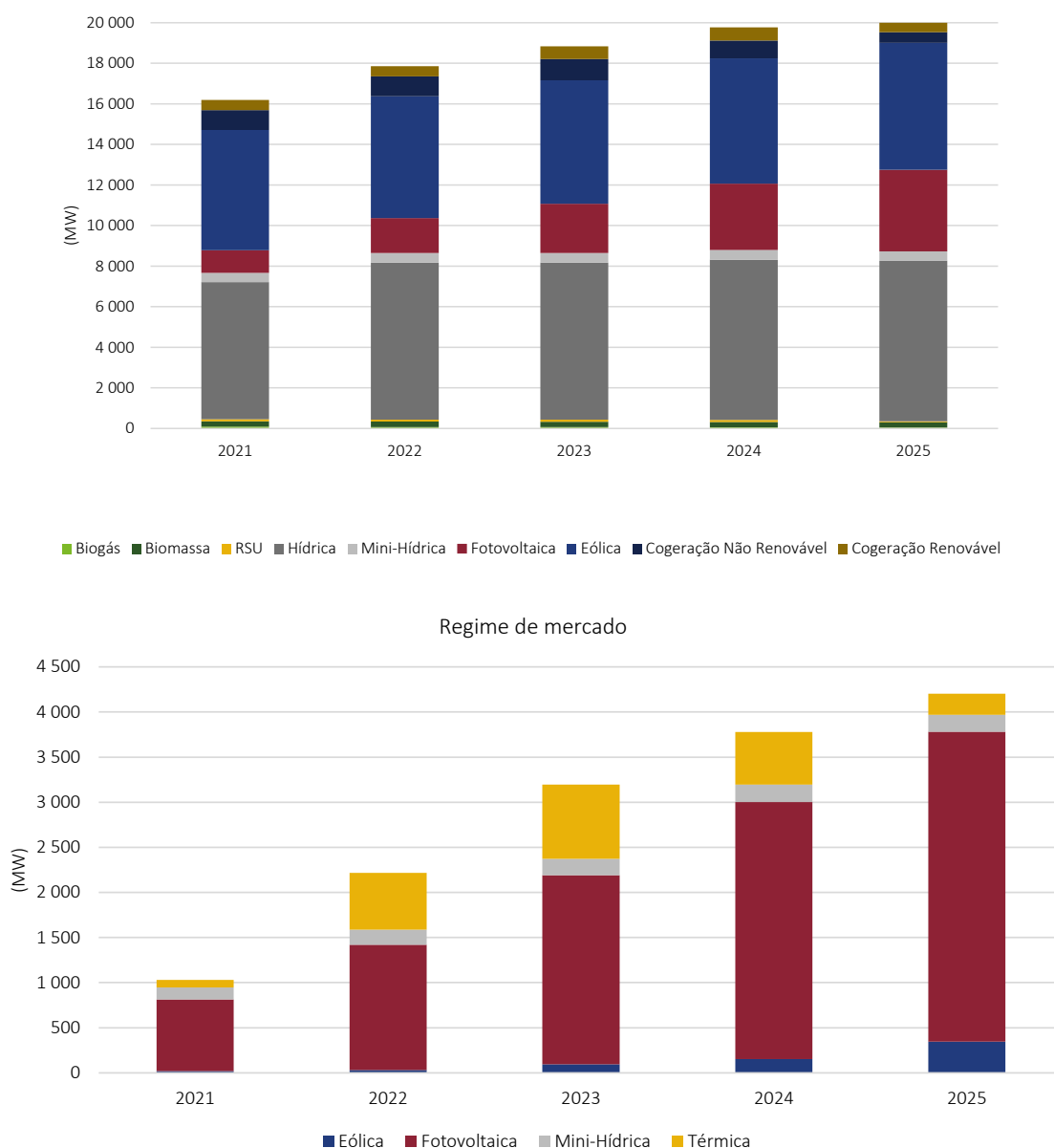
A partir desta data foi reposta a situação normal quanto à oferta de capacidade de interligação, embora condicionada a critérios de segurança operacional mais restritivos pelo GGS, em função da ponderação de riscos.

#### 3.1.1.4 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE RECURSOS ENDÓGENOS, RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS E DE COGERAÇÃO

Em 2025, a potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) representou 88% da potência instalada total em Portugal continental. No período de 2021 a 2025, este peso variou entre 84% e 88%.

A Figura 3-10 apresenta a evolução da potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida e com remuneração de mercado para os anos de 2021 a 2025. Destaca-se em 2025 a existência de cerca de 4 200 MW de potência instalada de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração a participar diretamente em mercado, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (4%), solar fotovoltaica (82%), eólica (8%) e térmica (6%).

**Figura 3-10 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2021 a 2025**



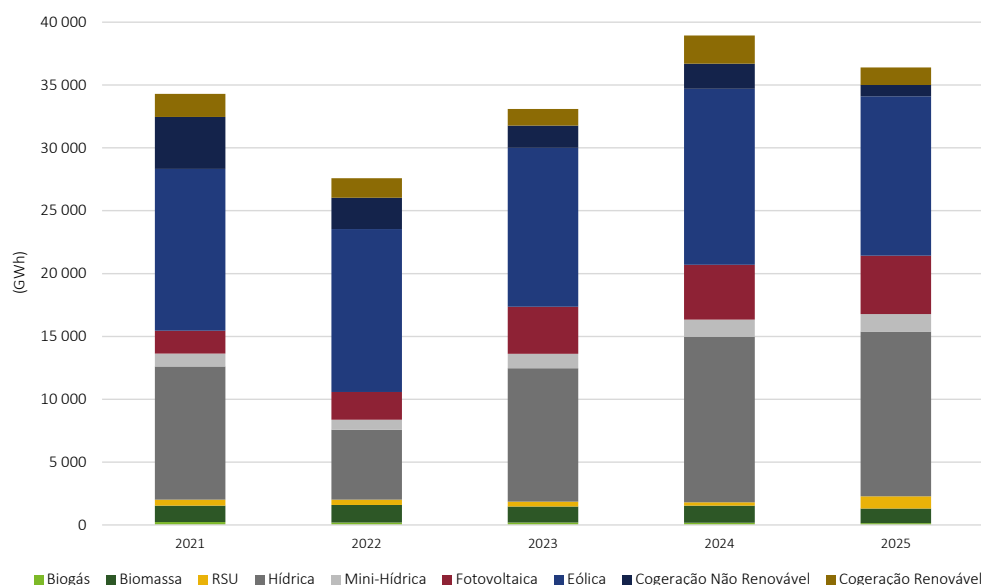
Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2025, cerca de 36 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 74% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2021 e 2025, se situou entre 63% e 85%.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da energia elétrica produzida através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração para os anos de 2021 a 2025, desagregada por tecnologia.

**Figura 3-11 – Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2021 a 2025**



Fonte: dados REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Da análise anterior, resulta evidente a importância do contributo da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração e, em particular, das fontes de energia renováveis, no *mix* de geração do sistema elétrico português.

Em 2025 verificou-se uma manutenção da produção de origem hídrica face a 2024, apesar do regime hidrológico mais favorável, uma redução da produção eólica e um aumento da solar fotovoltaica, devido ao aumento de potência instalada.

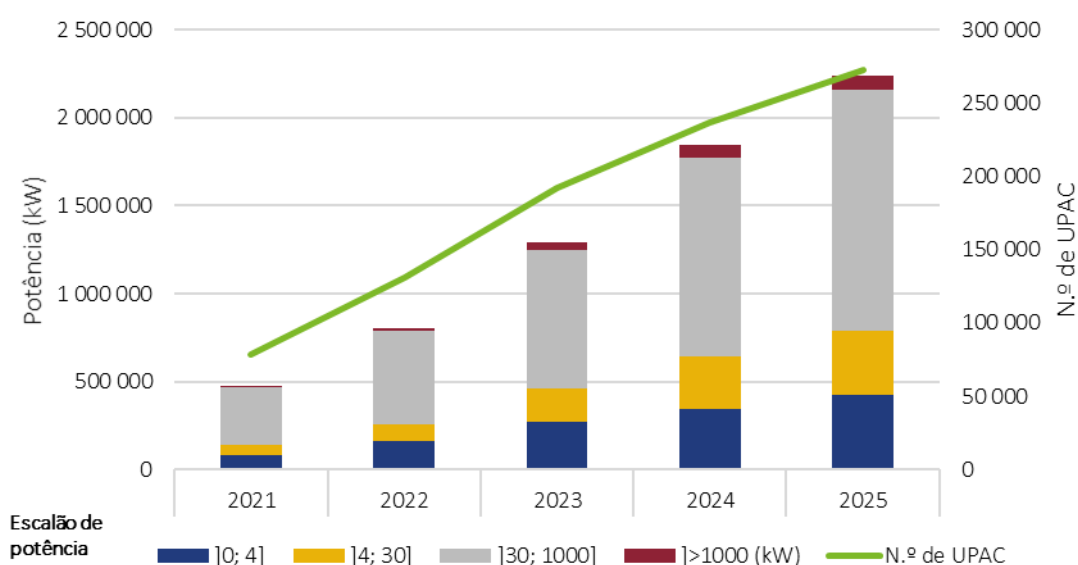
#### AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

Em Portugal continental, o número de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) aumentou de 131 041 em 2022 para 272 642 em 2025, e a potência instalada quase triplicou, passando de 804 MW para 2 242 MW. A Figura 3-12 mostra o crescimento do número de autoconsumidores, principalmente no

segmento de potência até 4 kW. A potência instalada aumentou principalmente no segmento de potência entre 30 kW e 1 000 kW.

A produção total estimada das UPAC <sup>24</sup> em 2025 foi 2 535 GWh (4,6% do consumo final de eletricidade fornecido pela rede). Da energia produzida internamente às instalações de consumo, cerca de 27% foi excedente injetado na rede, sendo 306,571 GWh vendidos em mercado e 383,778 GWh cedidos à rede e contabilizados para efeito de redução de perdas.

**Figura 3-12 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC, de 2021 a 2025**



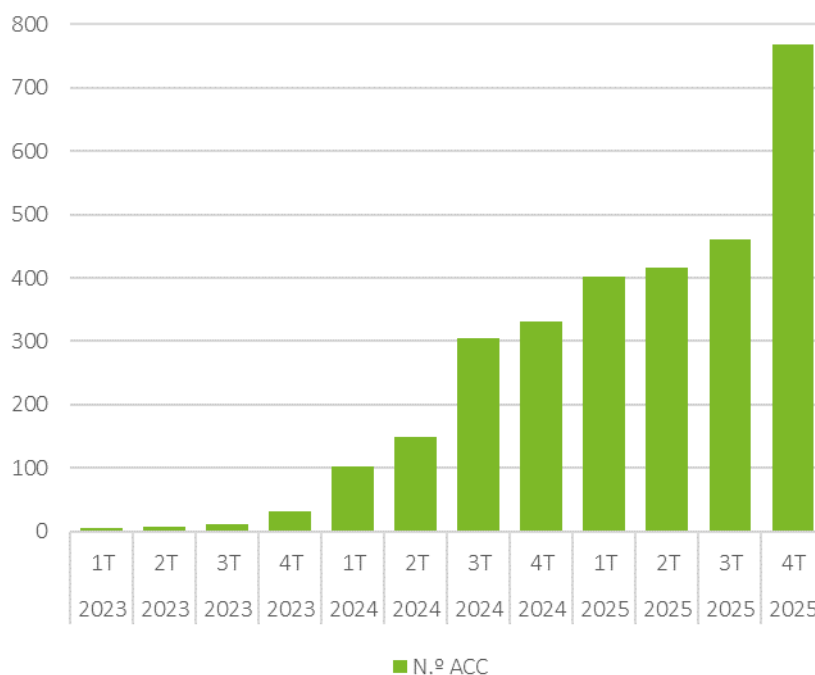
Fonte: E-REDES

No desenvolvimento do autoconsumo coletivo (ACC) continua a verificar-se um crescimento acentuado com especial ênfase a partir do fim do primeiro semestre de 2025, como ilustrado na Figura 3-13. No final de 2025, existiam 769 ACC, com 4 192 instalações de consumo (IC) participantes. Destaca-se também a evolução das comunidades de energia renovável que contabilizavam quatro dos ACC identificados em 2025<sup>25</sup>.

<sup>24</sup> Tendo em consideração as horas de funcionamento médias anuais para o autoconsumo solar fotovoltaico, com base nas [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#), e adaptadas à potência instalada indicada pela E-REDES.

<sup>25</sup> <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>

Figura 3-13 – Evolução do autoconsumo coletivo em Portugal continental



Fonte: dados E-REDES

### 3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

#### CONDIÇÕES GERAIS PARA ACESSO À REDE COM RESTRIÇÕES

Em 2023, na sequência da Consulta Pública n.º 113, a ERSE aprovou alterações ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI <sup>26</sup>).

O novo RARI veio concretizar o quadro legal instituído pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, designadamente a possibilidade do acesso às redes com restrições para a capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) permitindo, por um lado, otimizar a utilização dos ativos da rede e, por outro lado, concretizar um modelo de planeamento e gestão probabilística das redes assente num modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilite a integração de nova produção a partir de energias renováveis, contribuindo para atingir os objetivos nacionais da transição energética.

<sup>26</sup> O RARI foi aprovado pelo [Regulamento n.º 818/2023](#), de 27 de julho.

Nesse sentido, a ERSE aprovou, em 2025, as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo, beneficiando dos contributos recebidos na Consulta Pública n.º 122. Estas condições estabelecem, no âmbito do acesso com restrições, um modelo padrão de relacionamento entre os titulares das instalações de produção ou de armazenamento autónomo e os operadores das redes, nomeadamente no que se refere às suas responsabilidades e obrigações.

#### **ALTERAÇÃO DO MPGGS PARA IMPLEMENTAÇÃO DOS PRODUTOS *STANDARD* DE AFRR E DE FERRAMENTAS DA GESTÃO DO SISTEMA PREVISTAS NO ROR**

A ERSE, através da Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro, aprovou o novo Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), na sequência de um procedimento participado que incluiu a Consulta Pública n.º 127 da ERSE, assegurando transparência e contributos dos agentes do setor.

Com esta alteração do MPGGS, estabeleceu-se o quadro de regras necessárias à concretização do serviço normalizado de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), bem como da prestação de serviços de sistema em agregação, além de outras ferramentas da gestão do sistema previstas no Regulamento de Operação das Redes (ROR). Ao mesmo tempo, foram incluídas novas ferramentas que devem ser desenvolvidas pelo GGS para melhor gerir as consequências de um *mix* de geração mais renovável, como um produto normalizado de capacidade (banda) diária de mFRR. Esta banda normalizada de mFRR complementa a banda de aFRR. Integra-se, ainda, o controlo de injeção da produção não-habilitada (em mercado), o estabelecimento de requisitos de observabilidade para instalações com potência acima de 1 MW e a operacionalização da agregação de ativos de pequena dimensão (com potência inferior a 1 MW).

#### **INCENTIVOS PARA A GESTÃO OTIMIZADA DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO<sub>2</sub> NA RAA E NA RAM**

Tendo em consideração a Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, que aprova o regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, durante o ano de 2025 estimaram-se os incentivos a aplicar ao ano de 2024, em conformidade com o enquadramento estabelecido.

## **IMPLEMENTAÇÃO DO MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL (BMFRR)**

O ROR, aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço ou equilíbrio do sistema elétrico e determinou que o GGS deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de mFRR e de aFRR, aderindo às respetivas plataformas europeias, a plataforma MARI e a plataforma PICASSO.

Após a alteração regulamentar operada pela Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro, que implementa o Mercado de BmFRR, não se registaram alterações ao enquadramento regulamentar deste produto específico.

O detalhe dos serviços de sistema, incluindo os serviços de balanço ou equilíbrio, está definido no MPGGS vigente, aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro, ao abrigo do ROR e do RRC, aprovados pela ERSE através, respetivamente, do Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, e do Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

## **PROJETO-PILOTO DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE FCR**

A partir do final de 2025, estendendo-se até 2026, está em curso um projeto-piloto do GGS para a prestação e contratação do serviço de reserva de contenção da frequência (FCR)<sup>27</sup>. Este projeto-piloto estava previsto no ROR, aprovado em 2023. O projeto envolve diferentes tipos de instalações de produção, com vista a testar os sistemas e ferramentas de habilitação, prestação e monitorização do serviço de FCR.

## **PROJETO-PILOTO “FLEXIBILIDADE INTEGRADA EM REGIME DE MERCADO”**

Em agosto de 2025, a ERSE aprovou o projeto-piloto “Flexibilidade Interada em Regime de Mercado”, para 2026-2027, promovido pela E-REDES. Trata-se da continuação do projeto que decorreu no período 2024-2025, incorporando aprendizagens decorrentes dessa primeira edição.

No essencial, o projeto visa o desenvolvimento e teste dos vários aspetos relacionados com os serviços de flexibilidade na rede de distribuição e a manutenção de uma dinâmica de interação regular com o mercado, no sentido de estimular o envolvimento dos agentes e o desenvolvimento da oferta.

---

<sup>27</sup> Informação disponível na página de internet da [REN](#).

Em abril de 2026, a E-REDES submeteu à ERSE o relatório final da primeira edição do projeto, contendo as principais conclusões. A ERSE está a analisar o relatório, para efeitos de aprovação e encerramento do projeto piloto.

#### **REFORMULAÇÃO DO GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DO SETOR ELÉTRICO**

Em 2025, a ERSE procedeu à reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (Guia), enquadrada no processo de Consulta Pública n.º 130.

O Guia é um regulamento fundamental para o funcionamento do setor elétrico, na relação com os utilizadores da rede e entre operadores de rede, particularmente no atual contexto de transição energética.

A reformulação visou a atualização do Guia face aos desenvolvimentos verificados nos últimos anos (e.g., redes inteligentes, digitalização, autoconsumo, mobilidade elétrica, armazenamento, redes de distribuição fechadas, novas exigências ao nível da gestão de dados, apropriação indevida de energia), mas também a simplificação do quadro de regras e a clarificação das responsabilidades dos diferentes intervenientes.

#### **REGRAS RELATIVAS À REALIZAÇÃO DE LEILÕES A PRAZO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM REGIME DE REMUNERAÇÃO GARANTIDA OU OUTROS REGIMES BONIFICADOS DE APOIO À REMUNERAÇÃO POR PARTE DO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO.**

Em março de 2025, a ERSE aprovou, através da Diretiva n.º 6/2025, as regras relativas à realização de leilões a prazo de produção de energia elétrica com regime de remuneração garantida (PRG) ou outros regimes bonificados.

Esta diretiva vem concretizar o enquadramento previsto no RRC e na evolução do quadro regulamentar aplicável, estabelecendo um mecanismo de venda de energia elétrica adquirida pelo agregador de último recurso (AUR) através de procedimentos concorrenciais. Em particular, define um modelo de leilões a prazo baseado na atribuição de direitos de contratação, permitindo a participação da PRG, bem como, de forma opcional, de outros produtores de eletricidade em regime de mercado.

#### **REGRAS EXCECIONAIS APLICÁVEIS À LIQUIDAÇÃO DO MERCADO DE ELETRICIDADE RELATIVA AOS DIAS 28 E 29 DE ABRIL DE 2025**

Em outubro de 2025, a ERSE aprovou, através da Diretiva n.º 10/2025, as regras excecionais para a liquidação do mercado de eletricidade referentes aos dias 28 e 29 de abril de 2025, na sequência do apagão

elétrico, o qual originou uma interrupção generalizada do fornecimento de eletricidade e a consequente perturbação dos processos habituais de operação do mercado da eletricidade, incluindo a programação e a liquidação das transações de energia elétrica.

Neste contexto, a ERSE definiu um conjunto de regras excecionais destinadas a assegurar a correta liquidação dos programas de mercado e a reposição das condições de funcionamento do SEN, garantindo a neutralização dos efeitos económicos resultantes de situações não imputáveis aos agentes de mercado.

#### **MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA ATIVIDADE DE REGISTO E CONTRATAÇÃO BILATERAL DE ENERGIA ELÉTRICA (MP PPA)**

Em novembro de 2025, na sequência da Consulta Pública n.º 133, a ERSE aprovou o Manual de Procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia elétrica (MP PPA) através da Diretiva n.º 11/2025.

Esta diretiva vem contribuir para concretizar o quadro legal instituído pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 99/2024, e densificado pela Portaria n.º 367/2024/1, que estabelece as bases, princípios e enquadramento operacional da atividade de registo e contratação bilateral de energia elétrica.

#### **EXTINÇÃO DO MECANISMO DE EQUILÍBRIO CONCORRENCIAL (MEC), CRIADO PELO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 DE JUNHO, E REVOGAÇÃO DA RESPECTIVA REGULAMENTAÇÃO**

O Decreto-Lei n.º 139-B/2025, de 30 de dezembro, determinou a extinção do mecanismo de equilíbrio concorrencial, que foi implementado nos termos fixados pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho e legislação conexas.

A extinção do MEC, consagrada no Decreto-Lei n.º 139-B/2025, de 30 de dezembro, contribuiu para a simplificação do quadro legal e regulatório do SEN em benefício da previsibilidade e estabilidade do ambiente de investimento no setor.

### **SUSPENSÃO DA VIGÊNCIA DO ARTIGO 3.º DO DESPACHO N.º 4694/2014, DE 1 DE ABRIL, QUE ESTABELECE OS PRINCÍPIOS PARA A FORMAÇÃO DO PREÇO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA (BRS)**

O Despacho n.º 12889/2025, de 3 de novembro determinou a suspensão do artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, ou seja, da aplicação de uma limitação ao preço formado no mercado de banda de regulação secundária.

A revogação desta disposição legal efetivar-se-á, nos termos do n.º 1 do Despacho n.º 12889/2025, de 3 de novembro, após um período de vigilância sobre o mercado, e com a implementação e ligação à plataforma europeia PICASSO, que ainda não aconteceu.

#### **3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO**

##### **ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR**

À ERSE compete, nomeadamente, a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor elétrico, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas transitórias (estas últimas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso)<sup>28</sup> e ainda a aprovação dos preços dos serviços regulados.

A metodologia de cálculo tarifário e as metodologias de regulação obedecem ao estipulado no RT, que é elaborado e aprovado pela ERSE, após realização de consulta pública e emitidos os pareceres obrigatórios, mas não vinculativos, dos seus órgãos consultivos, em particular o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas vigentes em 2025, incluindo as tarifas de Acesso às Redes, resultam das regras estabelecidas no RT, na redação aprovada pelo [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho<sup>29</sup>, com as alterações do Regulamento n.º 39/2025, de 20 de dezembro e da Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 4 de fevereiro.

---

<sup>28</sup> Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

<sup>29</sup> Na sequência da [Consulta Pública n.º 134](#), este regulamento foi revogado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 13 de outubro, cuja redação é aplicável à decisão tarifária de 2026.

## PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas da RESP. Estas tarifas são pagas, na situação geral <sup>30</sup>, pelos comercializadores, em representação dos seus clientes e repercutidas no preço final.

Os proveitos das atividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação. São aprovadas, nomeadamente, as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT <sup>31</sup>. As variáveis de faturação incluem termos de potência (potência contratada e potência em horas de ponta), de energia ativa e de energia reativa.

Os preços das tarifas, em cada atividade, são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade e que os proveitos permitidos, em cada atividade, são recuperados. A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam nos princípios (i) da uniformidade tarifária, de modo a que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e (ii) da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores de eletricidade.

Os preços das tarifas de Acesso, de cada variável de faturação, são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. As tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, promovendo-se assim uma utilização eficiente dos recursos e evitando-se subsidiação cruzadas.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga por determinada atividade (por exemplo, pelo uso da rede de transporte em AT) e ainda em que variáveis de faturação é que esse valor é considerado (que, no caso do exemplo referido, são a potência e a energia ativa). Esta metodologia permite ainda garantir transparência, na forma como o regulador determina os proveitos e as tarifas.

---

<sup>30</sup> As tarifas de acesso às redes também podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios à programação.

<sup>31</sup> Desde 2024, decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual (artigo 152.º e seguintes), a metodologia de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de operação logística de mudança de comercializador, é realizada através da aplicação de preço regulado e, supletivamente, pela tarifa de UGS. Assim, foi eliminada a tarifa de operação de logística de mudança de comercializador, vigente em anos anteriores.

O Quadro 3-4 apresenta o conjunto de tarifas de acesso às redes e as respetivas variáveis de faturação.

**Quadro 3-4 - Estrutura das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica**

| Tarifas de Acesso às Redes            | Variáveis de faturação | Cientes em MAT | Cientes em AT | Cientes em MT | Cientes em BTE | Cientes em BTN |
|---------------------------------------|------------------------|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Tarifa de Uso Global do Sistema       | Potência               | •              | •             | •             | •              | •              |
|                                       | Energia ativa          | •              | •             | •             | •              | •              |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte   | Potência               | •              | •             | •             | •              | •              |
|                                       | Energia ativa          | •              | •             | •             | •              | •              |
|                                       | Energia reativa        | •              |               |               |                |                |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição | Potência               |                | •             | •             | •              | •              |
|                                       | Energia ativa          |                | •             | •             | •              | •              |
|                                       | Energia reativa        |                | •             | •             | •              |                |

O consumo de energia elétrica dos pontos de carregamento de veículos elétricos que integram a rede da mobilidade elétrica, o consumo dos clientes eletrointensivos, o consumo das instalações autónomas de armazenamento e o autoconsumo através da rede pública estão igualmente sujeitos ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes, tendo, todavia, especificidades face às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo.

Em 2025, o Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, aprovou um novo regime da mobilidade elétrica, o qual consagra um regime transitório vigente até ao final de 2026 <sup>32</sup>, pelo que, até essa data, coexistem dois regimes jurídicos. Neste contexto, em 2025, aos pontos de carregamento que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à rede pública, é aplicável o [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#) (RME), aprovado pelo Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, na redação do Regulamento n.º 103/2021, de 19 de janeiro. Nos termos deste regulamento, estes pontos de carregamento suportam o pagamento das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos utilizadores dos veículos elétricos e são constituídas por um preço de energia por período horário, em euros por kWh. <sup>33</sup>

Desde 2022, são publicadas as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo, deduzidas

<sup>32</sup> Em 11 de junho de 2026, o governo português anunciou a aprovação de um Decreto-Lei que prorroga o período transitório do regime jurídico da mobilidade elétrica até 31 de dezembro de 2027.

<sup>33</sup> Para mais informação sobre a mobilidade elétrica ver o ponto 3.4 deste documento.

dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica [RT, artigo 54.º]<sup>34</sup>. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição). Até 2029 está vigente a isenção do pagamento de tarifas de acesso às redes para os produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção, bem como para as instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP. A estrutura e discriminação horária destas tarifas são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes.

No que respeita ao autoconsumo, são aprovadas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo que utilize a rede pública para a entrega da energia. Estas tarifas são aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo e a sua estrutura replica a das tarifas de Acesso às Redes, assumindo o nível de tensão, o ciclo de contagem e os períodos tarifários coincidentes com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador. No que respeita a estas tarifas em particular, há a registar a aplicação de um regime de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG, ao abrigo do art.º 212.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual<sup>35</sup>, conforme determinado pelo Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, prorrogado pelo Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro.

As instalações de consumo que obtenham o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo» têm direito a uma redução parcial dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema e caso as instalações recebam energia partilhada através da RESP, beneficiam da isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de energia elétrica autoconsumida através de unidade de produção de autoconsumo (UPAC).

---

<sup>34</sup> Na redação do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho e subsequentes alterações.

<sup>35</sup> Nos termos da lei, os encargos de CIEG podem ser totais ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo veiculado através da RESP. Os projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de comunidades de energia renovável (CER), que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade, nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, beneficiam de uma isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes. Este regime vigora até 31 de dezembro de 2025, nos termos do Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro.

## CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No ano de 2025, foram propostas por produtores de energia contra a ERSE seis ações respeitantes à Tarifa Social de eletricidade.

As ações administrativas propostas têm em vista impugnar a Diretiva n.º 1/2024, que procedeu à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade, relativamente ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e aos ajustamentos de 2018 a 2022, com incidência no ano de 2024<sup>36</sup>, e à definição dos montantes a pagar pelos centros electroprodutores à REN a título de financiamento dos custos de energia dos consumidores vulneráveis (tarifa social de eletricidade).

No processo n.º 940/24.1BELRS, em que a ERSE é contrainteressada, foi apresentada contestação pela REN, enquanto Ré, e pela ERSE, enquanto contrainteressada. Por decisão de 31 de março de 2025, o Tribunal considerou-se incompetente para julgar a ação, determinando a sua remessa para o tribunal administrativo. A Autora recorreu e a ERSE apresentou contra-alegações, aguardando-se decisão.

No processo n.º 2015/24.4LSB, foi apresentada Contestação e, em janeiro de 2025, a Autora apresentou Réplica.

Nos demais processos, após a Petição Inicial, a ERSE contestou, foi apresentada Réplica pelos Autores e a ERSE apresentou Requerimento, pronunciando-se sobre aspetos invocados na mencionada Réplica.

No processo n.º 330/24.6BELRS, foram apresentados os articulados, aguardando-se desenvolvimentos.

Nos processos n.º 334/24.9BELRS e 628/24.3BEPRT foi emanada sentença, respetivamente a 13 de maio de 2025 e 5 de abril de 2025, em que o tribunal se declarou incompetente e decidiu a remessa dos autos para o Tribunal Administrativo.

No processo n.º 94/25.6BELRS, que impugnou faturas da REN que tinham como fundamento a mencionada diretiva e em que a ERSE consta como contrainteressada, por decisão de 30 de setembro de 2025, o Tribunal considerou-se incompetente e determinou a remessa para o Tribunal administrativo, tendo a Autora recorrido da decisão e a ERSE apresentado contra-alegações. Aguarda-se decisão do Tribunal de recurso.

---

<sup>36</sup> Nos termos do Decreto-Lei n.º 138 A/2010, de 28 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e ainda do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação originária.

Foram, ainda, propostas por produtores de energia duas ações por referência à Tarifa Social de eletricidade, tendo como Réus a ERSE e a REN.

Estas ações têm em vista impugnar a Diretiva n.º 14/2024, que aprova a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual e os montantes a pagar pelos centros electroprodutores à REN a título de financiamento dos custos de energia dos consumidores vulneráveis (tarifa social).

Em ambas as ações, a ERSE apresentou as contestações. No caso da segunda ação (1850/24.8BEPRT) foi proferida sentença a 13 de abril de 2025, na qual o tribunal se declarou incompetente, determinando a remessa do processo ao Tribunal Administrativo. Não foi apresentado recurso da decisão.

Foi proposta uma ação pela REN (Processo n.º 11796/24.44BELSB) tendo como ré o Município de Ribeira de Pena, respeitante ao pagamento da tarifa social de eletricidade. A ERSE foi indicada como contrainteressada no âmbito deste processo.

A ação proposta pela REN visa ver satisfeito o seu crédito sobre o Réu por montantes não pagos referentes ao financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade.

A ERSE apresentou contestação (uma vez que o Autor considerou a ERSE como contrainteressada), em favor da posição da REN e requerendo a posição de Assistente em favor da pretensão da Autora.

Entretanto, foram também propostas seis ações para impugnação da Diretiva n.º 21-A/2024, de 31 de dezembro, que procedeu ao ajustamento definitivo do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e a Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro, que procedeu à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos do ano de 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

Nos processos n.ºs 724/25.0BEPRT, 725.25.8BEPRT e 437/25.2BELRS foram proferidas sentenças respetivamente a 20 de fevereiro de 2026, 14 de abril de 2025 e 12 de julho de 2025, declarando o tribunal incompetente e determinando a remessa para o tribunal administrativo. Idêntica decisão foi tomada a 18 de junho de 2026 relativa ao Processo n.º 390/25.2BELRS, todavia, neste caso, a Autora recorreu e a ERSE contra-alegou, aguardando-se a decisão pelo Tribunal de recurso.

Quanto ao processo n.º 730/25.4PRT, o tribunal de primeira instância, por decisão confirmada em sede de recurso, considerou-se incompetente, determinando a remessa dos autos para o tribunal administrativo, o que veio a suceder. A ERSE foi apenas citada da ação quando esta se encontrava já no tribunal administrativo.

Por fim, corre termos ainda o processo n.º 124/25.1BEMDL, tendo findado a fase dos articulados.

### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes em vigor em 2025 <sup>37</sup> registaram, para a procura prevista para esse ano, uma variação de 10%, apresentada no Quadro 3-5, que considera as tarifas de Acesso às Redes em 2025 e os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2024 <sup>38</sup>, ou seja, que incluem a fixação excecional de tarifas ocorrida em junho de 2024. A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e a gestão global do sistema, que integra os CIEG. Os aumentos em todos os níveis de tensão decorrem essencialmente do acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema.

**Quadro 3-5 – Tarifas de Acesso às Redes para 2025**

|                                   | Tarifas 2024<br>(preços médios)<br>EUR/kWh* | Tarifas 2025<br>(preços médios)<br>EUR/kWh | Variação   |
|-----------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------|------------|
| <b>Tarifas de Acesso às Redes</b> | <b>0,05450</b>                              | <b>0,05986</b>                             | <b>10%</b> |
| Acesso às Redes em MAT            | 0,01031                                     | 0,01180                                    | 14%        |
| Acesso às Redes em AT             | 0,01702                                     | 0,01859                                    | 9%         |
| Acesso às Redes em MT             | 0,03578                                     | 0,03773                                    | 5%         |
| Acesso às Redes em BTE            | 0,07164                                     | 0,07613                                    | 6%         |
| Acesso às Redes em BTN            | 0,08463                                     | 0,09459                                    | 12%        |

\* Aplicação das tarifas de 2024 à procura prevista para 2025.

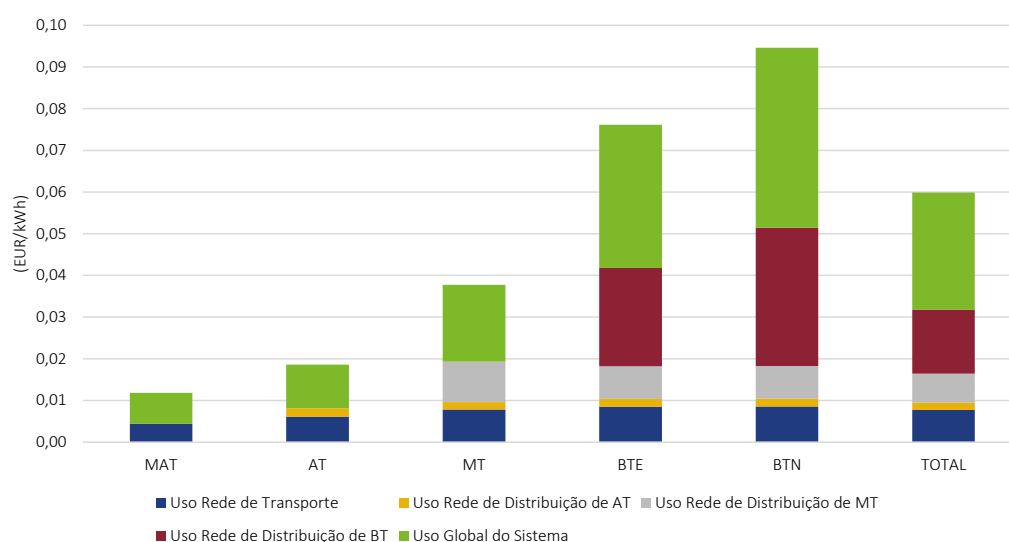
Fonte: dados ERSE

<sup>37</sup> [Diretiva n.º 2/2025](#), de 10 de janeiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025.

<sup>38</sup> [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024. A [Diretiva n.º 17/2024](#), de 24 de junho, aprovou a fixação excecional de tarifas que vigoraram a partir de 1 de junho de 2024.

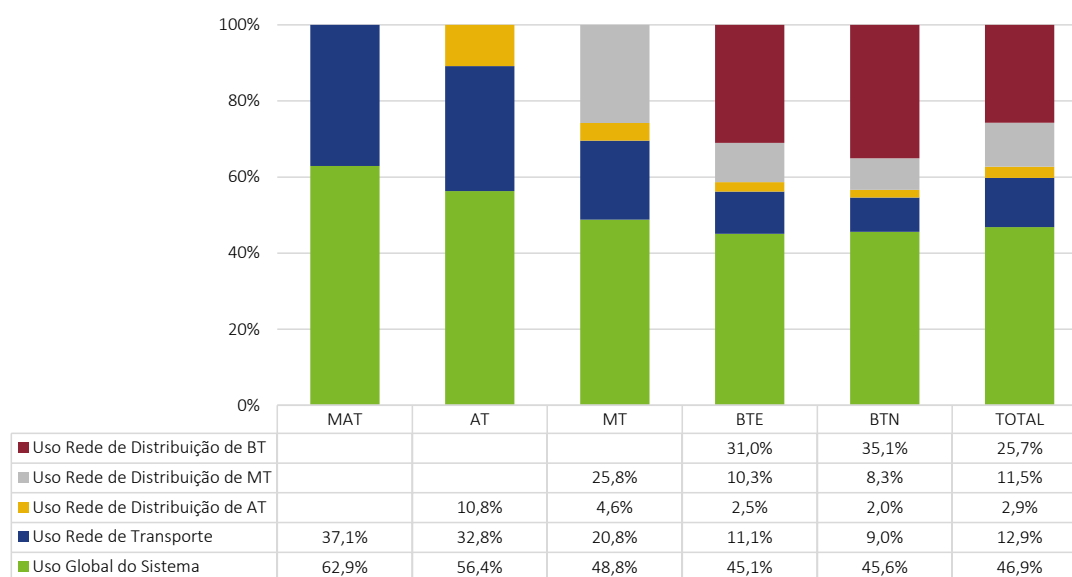
A decomposição, em 2025, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-14, enquanto na Figura 3-15 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 3-14– Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2025, por atividade**



Fonte: dados ERSE

**Figura 3-15 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2025**



Fonte: dados ERSE

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em 15 de outubro de 2024, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 123](#) com a proposta de alteração do RT do setor elétrico, com efeitos para a aprovação da decisão de proveitos e tarifas de 2025.

As principais alterações preconizadas visaram a incorporação de ajustamentos provisório e definitivo das medidas de contenção tarifária nos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a eliminação da tarifa de Acesso às Redes aplicável à Mobilidade Elétrica e clarificações pontuais da redação do articulado do RT. Do conjunto dos temas propostos, a eliminação das tarifas de Acesso às Redes aplicável à Mobilidade Elétrica não se concretizou, tendo-se mantido o regime vigente. As alterações aprovadas foram publicadas no Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, que aprovou a primeira alteração à redação do Regulamento n.º 828/2023, que aprovou o Regulamento Tarifário.

### METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2025 foi o último ano do período de regulação 2022-2025. De seguida, resumem-se, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios aplicados neste período para o cálculo dos proveitos permitidos:

- Para Portugal continental:
  - Operador da rede de transporte:
    - Na atividade de transporte de energia elétrica os proveitos são determinados através de uma metodologia de regulação baseada em incentivos do tipo *revenue cap* <sup>39</sup> aplicada ao TOTEX <sup>40</sup>, complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual,

---

<sup>39</sup> Os indutores de custos são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

<sup>40</sup> Do inglês *Total Expenditure*, isto é, os gastos totais, de investimento e de exploração.

casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável. É igualmente aplicado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que visa incentivar o operador da rede a melhorar o desempenho técnico da mesma, tendo em consideração os seguintes indicadores: (i) indicador “Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT”; (ii) indicador “Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT”; (iii) indicador “Nível de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados”.

- Na atividade de gestão global do sistema os proveitos são determinados com base numa metodologia do tipo *revenue cap* alicada ao OPEX <sup>41</sup>, com separação dos custos controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência, sendo aplicada uma metodologia de custos aceites em base anual no caso dos custos com capital – CAPEX <sup>42</sup>.
- Operador da rede de distribuição – na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão é aplicada uma metodologia do tipo *revenue cap* <sup>43</sup> no TOTEX. Na baixa tensão aplica-se uma metodologia do tipo *revenue cap* <sup>44</sup> ao TOTEX (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço; (iii) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes. Para além disto, é acrescida uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável e complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

---

<sup>41</sup> Do inglês “*Operational Expenditure*”, ou gastos de exploração.

<sup>42</sup> Do inglês “*Capital Expenditure*”, corresponde à soma da remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e participações, e das amortizações do exercício.

<sup>43</sup> Os indutores de custos em AT/MT são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

<sup>44</sup> O indutor de custos em BT é o número médio de clientes ligados em BT.

- Operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) <sup>45</sup> – metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX que evolui com a aplicação de uma metodologia IPIB-X<sup>46</sup>.
- Comercializador de último recurso – a metodologia aplicada à atividade de comercialização de último recurso foi adaptada à nova realidade da empresa. Neste contexto, aplica-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicada ao OPEX <sup>47</sup>, e de *rate of return* aplicada ao CAPEX.
- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas responsáveis pela rede elétrica da RAA e RAM: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia do tipo *revenue cap*; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap* <sup>48</sup> no OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX); (iii) definição de custos de referência para os combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) consumidos na produção de energia elétrica, bem como para os custos decorrentes dos processos de descarga e armazenamento destes combustíveis <sup>49</sup> e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

Os fatores de eficiência anuais aplicados, no Continente, foram de: (i) 1,5% ao TOTEX da atividade de transporte; (ii) 1,5% ao TOTEX da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema; (iii) 0,75% ao TOTEX da atividade de distribuição; (iv) 0% no caso do OLMC; e (v) 0,75% no OPEX da atividade de comercialização de último recurso.

As metas de eficiência aplicadas ao OPEX das atividades reguladas nas Regiões Autónomas foram as seguintes: (i) RAA: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2,5% na atividade de distribuição e 3% na atividade de comercialização; (ii) RAM: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

---

<sup>45</sup> Entidade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

<sup>46</sup> Metodologia de regulação por incentivos em que o TOTEX evolui com a inflação (IPIB) deduzido de um fator de eficiência (X), correspondente aos ganhos de produtividade que se espera que a empresa alcance, incentivando-a assim a reduzir custos.

<sup>47</sup> O indutor de custos é o número de clientes.

<sup>48</sup> Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as regiões autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custos é o número de clientes.

<sup>49</sup> A atividade de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

Na atividade de comercialização de último recurso são ainda definidos anualmente custos de referência, com o objetivo de criar uma base sustentada para a definição do OPEX unitário desta atividade.

No que diz respeito à taxa de remuneração dos ativos regulados<sup>50</sup>, aplica-se uma metodologia de indexação parcial às *yields* das obrigações do tesouro (OT), a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios e alheio.

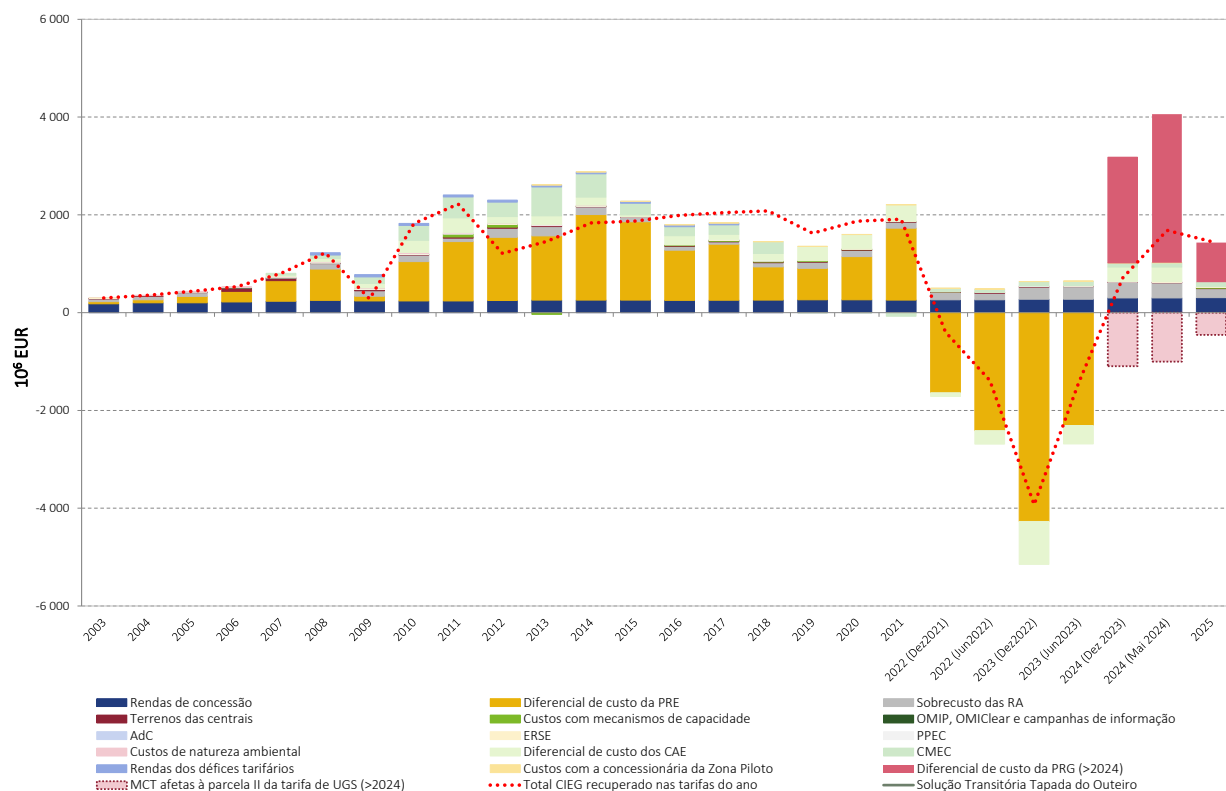
Os proveitos permitidos aos operadores da rede de transporte e distribuição nas suas atividades de gestão global do sistema, de compra e venda de energia elétrica do agente comercial e de compra e venda do acesso à rede de transporte, em Portugal continental, incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados custos de interesse económico gerais (CIEG). Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, incidem na produção de energia elétrica. De seguida apresenta-se a evolução destes custos, bem como o respetivo valor que é recuperado nas tarifas em cada ano (linha a tracejado). A diferença entre este montante e o total dos CIEG representa o valor gerado de défice tarifário.

Dentro deste conjunto de CIEG, os que atualmente são claramente mais significativos, são os relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente e com as rendas de concessão pagas pelos operadores da rede de distribuição em BT aos municípios.

---

<sup>50</sup> Taxas de remuneração do ativo para 2025 para Portugal continental e Regiões Autónomas – transporte: 5,21%; distribuição: 5,51%.

Figura 3-16– Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2003



Nota: 1) Para os anos de 2022, 2023 e 2024 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excecional das tarifas ocorrida no 1º semestre do próprio ano.

2) Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da Consulta Pública n.º 113, para manter a granularidade e consistência da análise da evolução dos CIEG, esta figura mantém os custos com a ERSE e com a AdC em 2024 e 2025, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem um CIEG.

## ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de energia elétrica comporta custos que dependem da instalação a ligar (nível de tensão, exigências técnicas), da rede a que é feita a ligação (aérea, subterrânea, radial, malhada), da tipologia da ligação (aérea, subterrânea), da distância da instalação a ligar à rede existente e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de energia elétrica – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos – encontram-se estabelecidas no RRC <sup>51</sup>, da responsabilidade da ERSE.

<sup>51</sup> [Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho](#), na redação vigente.

As condições comerciais estabelecidas (que abrangem também a obrigação de ligação à rede, a construção e propriedade dos elementos de ligação, o tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou os deveres de informação dos diversos intervenientes), incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a sua compreensão e a reduzir o nível de conflitos no setor.

As redes são pagas pelos requisitantes da ligação através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE <sup>52</sup>) e pelos consumidores de energia elétrica através das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica (o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante por via dos encargos de ligação é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso da rede).

Em 2025 foram aprovadas as Condições Gerais acordo de Acesso com Restrições para as Instalações de Produção ou de Armazenamento Autónomo <sup>53</sup>. Esta figura foi habilitada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, possibilitando o acesso com restrições para a capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Esta nova possibilidade pretende, por um lado, eliminar a ociosidade de ativos da rede e, por outro lado, permitir a evolução para um modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilita a entrada de nova produção necessária para maior incorporação de energias renováveis no SEN, contribuindo para os objetivos da transição energética.

### 3.1.3 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES, AÇÕES DE BALANÇO TRANSFRONTEIRIÇO E ACOPLAMENTO DE MERCADOS

Em 2025 não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários do MIBEL. Além disto, vigoraram mecanismos financeiros de cobertura do risco de separação de preços nos mercados ibéricos por congestionamento da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de separação de mercados (*market splitting*) <sup>54</sup>.

---

<sup>52</sup> Designadamente, através da [Diretiva n.º 10/2019](#), de 22 de abril.

<sup>53</sup> [Diretiva n.º 3/2025](#), de 6 de fevereiro.

<sup>54</sup> Mecanismo de leilão da capacidade de interligação entre dois sistemas (conhecidas por zonas de preço – *bidding zones*) implícito nas ofertas que os agentes efetuam no mercado diário e que pressupõe a existência de um mercado único gerido por um único operador de mercado. Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia que resulta

Relembra-se que o MIBEL entrou em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único e que sustenta o mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha, sendo este último regulamentado em Portugal, que segue as regras e princípios definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha <sup>55</sup> da ERSE.

#### RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulamentação europeias <sup>56</sup>, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar custos decorrentes da garantia da efetiva disponibilidade da capacidade de interligação atribuída; 2) investimento em reforço ou manutenção da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2025, as rendas de congestionamento das interligações elétricas entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercados, atingiram um total de 16,96 milhões de euros, um valor inferior ao registado em 2024 (20,99 milhões de euros). Apesar do aumento verificado do número de horas congestionadas, de 547 para 938, a redução das rendas de congestionamento justifica-se pela manutenção de um baixo valor de spread médio 0,88 EUR/MWh, aliada a uma redução dos valores de capacidade nas horas de congestionamento.

A receita total das rendas de congestionamento é dividida entre os dois operadores de rede, em partes iguais. Em Portugal, a receita das rendas de congestionamento teve, em 2025, duas principais utilizações: i) cobertura de custos relacionados com Ações Coordenadas de Balanço, previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha e ii) compensação da liquidação do risco de diferenciais de preços (valor a devolver aos agentes de mercado devido à ocorrência da separação de mercados), tendo em conta os direitos de utilização previamente adquiridos.

---

do fecho de mercado, a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas. Caso contrário, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior (ou igual) no mercado importador e inferior (ou igual) no mercado exportador.

<sup>55</sup> O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha foi aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 10/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pela Diretiva da ERSE n.º 1/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 7 de janeiro.

<sup>56</sup> [Regulamento \(UE\) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade](#)

A regulamentação europeia prevê também que as receitas das rendas de congestionamento sejam utilizadas para cobrir custos resultantes de investimentos na rede com contributo significativo para a redução do congestionamento nas interligações. Aguardando-se ainda a entrada em exploração da interligação Minho-Galiza, único projeto previsto que cumpre estes requisitos, e à luz do estabelecido na regulamentação europeia, os montantes remanescentes das receitas das rendas de congestionamento foram segregados, pelo operador da rede de transporte, numa conta interna separada para o efeito.

No Quadro 3-6 ilustra-se a evolução mensal das principais variáveis que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de mercados e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o total do volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

**Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2025**

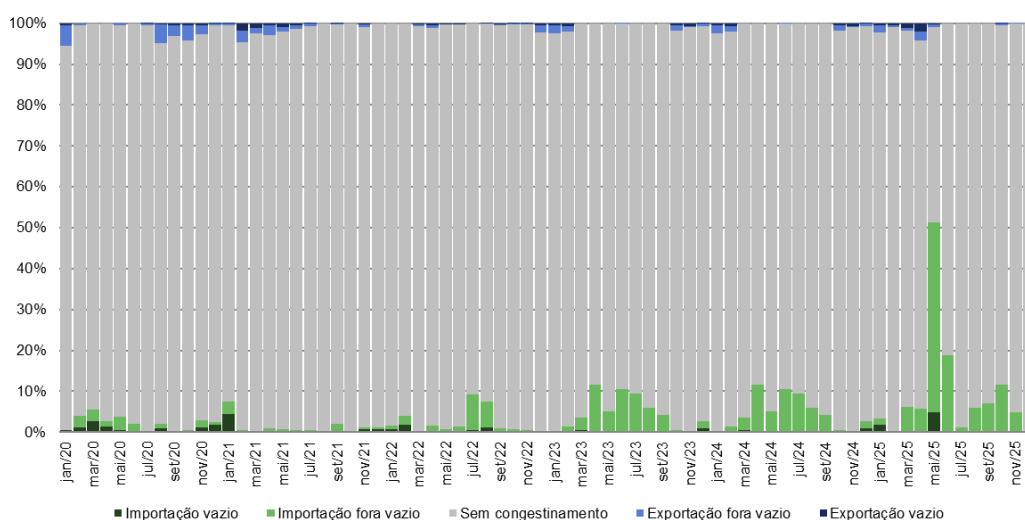
| Mês          | Congestionamento |             | Preço médio PT | Preço médio ES | Diferencial preços | Importação (PT <-- ES) | Exportação (PT --> ES) | Renda Congestionamento |
|--------------|------------------|-------------|----------------|----------------|--------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|              | n.º horas        | % horas mês | (€/MWh)        | (€/MWh)        | (€/MWh)            | (MWh)                  | (MWh)                  | 10 <sup>3</sup> €      |
| Janeiro      | 42               | 6%          | 96,73          | 96,69          | 0,04               | 930 802                | 287 691                | 1 381                  |
| Fevereiro    | 6                | 1%          | 108,22         | 108,31         | -0,09              | 551 450                | 339 492                | 205                    |
| Março        | 60               | 8%          | 52,60          | 53,09          | -0,50              | 706 677                | 392 206                | 1 443                  |
| Abril        | 72               | 10%         | 25,91          | 26,81          | -0,90              | 633 892                | 517 869                | 1 534                  |
| Maió         | 389              | 52%         | 25,79          | 16,93          | 8,87               | 498 926                | 238 319                | 5 142                  |
| Junho        | 136              | 19%         | 74,17          | 72,60          | 1,58               | 1 212 604              | 72 838                 | 3 249                  |
| Julho        | 9                | 1%          | 70,10          | 70,01          | 0,09               | 1 375 656              | 29 920                 | 244                    |
| Agosto       | 44               | 6%          | 68,68          | 68,44          | 0,23               | 1 388 831              | 43 103                 | 520                    |
| Setembro     | 51               | 7%          | 61,19          | 61,04          | 0,15               | 1 242 974              | 81 004                 | 411                    |
| Outubro      | 91               | 12%         | 76,47          | 75,75          | 0,72               | 1 463 383              | 33 170                 | 1 776                  |
| Novembro     | 36               | 5%          | 59,09          | 58,65          | 0,44               | 974 772                | 84 860                 | 1 054                  |
| Dezembro     | 2                | 0%          | 77,90          | 77,90          | 0,00               | 921 890                | 130 254                | 1                      |
| <b>TOTAL</b> | <b>938</b>       | <b>11%</b>  | <b>66,40</b>   | <b>65,52</b>   | <b>0,88</b>        | <b>11 901 856</b>      | <b>2 250 727</b>       | <b>16 959</b>          |

Fonte: dados OMIE

Apesar do sentido predominante do congestionamento ser na importação para Portugal, verifica-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano, associado a variações no *mix* de geração, nomeadamente em meses de forte produção hidroelétrica.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2020 a 2025, sendo possível verificar, nos últimos anos, o reduzido número de horas de congestionamento em ambos os sentidos. Em particular, verificam-se congestionamentos na importação em horas fora do vazio, resultado de períodos de forte produção de origem solar em Espanha. Destacam-se ainda os meses de maio e junho de 2025, que registaram um número significativo de horas de congestionamento, resultado, sobretudo, das limitações na capacidade de interligação, impostas por questões de segurança do abastecimento, no seguimento do apagão de 28 de abril de 2025.

**Figura 3-17 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2020 a 2025**



Fonte: dados REN e OMIE

## COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER) e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

O mercado Ibérico está acoplado com a região Noroeste da Europa (*North-West Europe*, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Países Baixos, Alemanha, Luxemburgo, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia).

Dada a localização geográfica de Portugal, a ERSE coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, designadamente no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha, e com os reguladores de Espanha e de França, no quadro dos trabalhos

inerentes à Região de Cálculo da Capacidade (CCR) e à Região de Exploração da Rede do Sudoeste da Europa (SWE) no âmbito da integração europeia do MIBEL.

#### **GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA**

Durante 2025, decorreu, com regularidade, o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR, *Financial Transmission Rights*) da capacidade na interligação Portugal – Espanha, resultante dos trabalhos, para integrar a interligação elétrica Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região de cálculo da capacidade de interligação elétrica do Sudoeste Europeu.

Entre dezembro de 2024 e novembro de 2025, ocorreram na JAO os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2025, como se apresenta no Quadro 3-7.

**Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2025**

| Produto colocado | Maturidade | Data     | Prémio (€/MWh) | Volume (MW) | N.º de participantes | N.º de adjudicatários |
|------------------|------------|----------|----------------|-------------|----------------------|-----------------------|
| ES-PT YR         | Anual      | 11/12/24 | 1,11           | 590         | 40                   | 17                    |
| PT-ES YR         | Anual      | 11/12/24 | 0,24           | 440         | 35                   | 18                    |
| ES-PT Q1         | Trimestral | 16/12/24 | 0,46           | 650         | 16                   | 11                    |
| PT-ES Q1         | Trimestral | 16/12/24 | 0,18           | 390         | 13                   | 10                    |
| ES-PT M1         | Mensal     | 20/12/24 | 0,80           | 190         | 35                   | 15                    |
| PT-ES M1         | Mensal     | 20/12/24 | 0,15           | 540         | 27                   | 14                    |
| ES-PT M2         | Mensal     | 23/01/25 | 0,49           | 450         | 34                   | 19                    |
| PT-ES M2         | Mensal     | 23/01/25 | 0,27           | 540         | 32                   | 14                    |
| ES-PT M3         | Mensal     | 24/02/25 | 0,44           | 720         | 35                   | 14                    |
| PT-ES M3         | Mensal     | 24/02/25 | 0,22           | 600         | 31                   | 14                    |
| ES-PT Q2         | Trimestral | 13/03/25 | 1,14           | 540         | 18                   | 10                    |
| PT-ES Q2         | Trimestral | 13/03/25 | 0,23           | 430         | 17                   | 11                    |
| ES-PT M4         | Mensal     | 24/03/25 | 0,37           | 420         | 32                   | 13                    |
| PT-ES M4         | Mensal     | 24/03/25 | 0,34           | 560         | 31                   | 18                    |
| ES-PT M5         | Mensal     | 24/04/25 | 0,48           | 570         | 37                   | 16                    |
| PT-ES M5         | Mensal     | 24/04/25 | 0,31           | 630         | 37                   | 17                    |
| ES-PT M6         | Mensal     | 21/05/25 | 2,53           | 1140        | 49                   | 26                    |
| PT-ES M6         | Mensal     | 21/05/25 | 0,38           | 560         | 40                   | 19                    |
| ES-PT Q3         | Trimestral | 16/06/25 | 2,10           | 660         | 25                   | 12                    |
| PT-ES Q3         | Trimestral | 16/06/25 | 0,28           | 510         | 22                   | 13                    |
| ES-PT M7         | Mensal     | 24/06/25 | 2,01           | 460         | 45                   | 15                    |
| PT-ES M7         | Mensal     | 24/06/25 | 0,56           | 0           | 26                   | 2                     |
| ES-PT M8         | Mensal     | 23/07/25 | 0,60           | 710         | 36                   | 15                    |
| PT-ES M8         | Mensal     | 23/07/25 | 0,50           | 290         | 28                   | 5                     |
| ES-PT M9         | Mensal     | 26/08/25 | 0,34           | 900         | 35                   | 22                    |
| PT-ES M9         | Mensal     | 26/08/25 | 0,22           | 220         | 28                   | 9                     |
| ES-PT Q4         | Trimestral | 11/09/25 | 0,26           | 720         | 25                   | 15                    |
| PT-ES Q4         | Trimestral | 11/09/25 | 0,22           | 379         | 21                   | 9                     |
| ES-PT M10        | Mensal     | 24/09/25 | 0,50           | 429         | 37                   | 15                    |
| PT-ES M10        | Mensal     | 24/09/25 | 0,21           | 599         | 28                   | 14                    |
| ES-PT M11        | Mensal     | 22/10/25 | 0,53           | 670         | 39                   | 21                    |
| PT-ES M11        | Mensal     | 22/10/25 | 0,22           | 290         | 33                   | 11                    |
| ES-PT M12        | Mensal     | 24/11/25 | 0,32           | 870         | 35                   | 24                    |
| PT-ES M12        | Mensal     | 24/11/25 | 0,23           | 230         | 30                   | 13                    |

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-8 apresenta a liquidação anual no referencial do mercado diário do OMIE, em 2025, dos leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha.

## Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2025

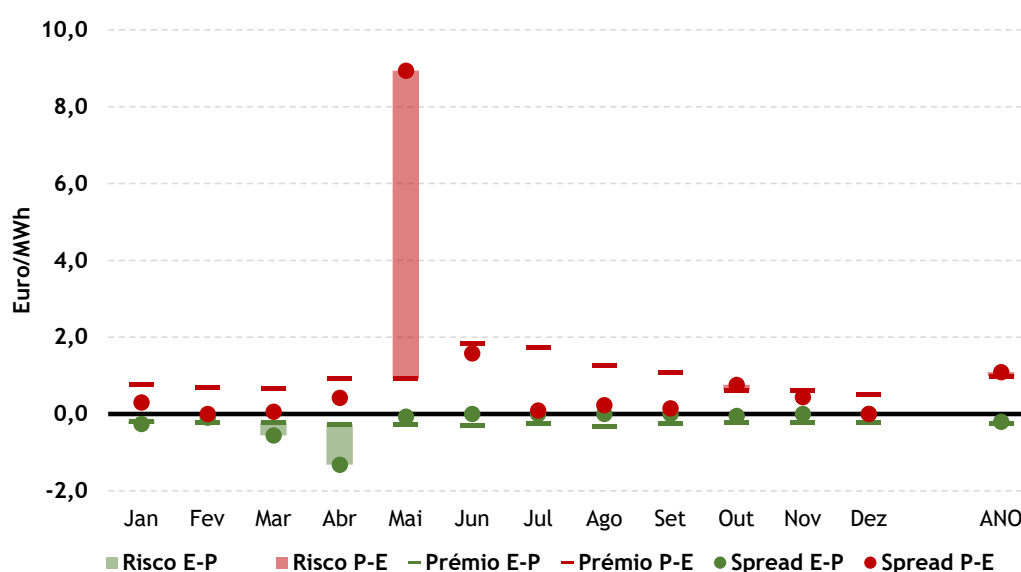
| Liquidação anual acumulada                               | GLOBAL                  | Pr ES > Pr PT    | Pr PT > Pr ES    |
|----------------------------------------------------------|-------------------------|------------------|------------------|
| Quantidade (MW)                                          | 1 288 + 1 860           | FTR E-P<br>1 288 | FTR P-E<br>1 860 |
| Energia (MWh)                                            | 11 284 716 + 16 292 635 | 11 284 716       | 16 292 635       |
| Prémio (€/MWh)                                           | ----                    | 0,25             | 0,98             |
| Spread (€/MWh)                                           | ----                    | 0,20             | 1,09             |
| Rendas MD (euros)                                        | 16 959 098              | 3 692 629        | 13 266 469       |
| Risco liquidado FTR (euros)                              | 19 489 314              | 2 436 030        | 17 053 284       |
| Receita Prémio FTR (euros)                               | 18 743 000              | 2 805 764        | 15 937 235       |
| Receita líquida FTR (euros)                              | -746 314                | 369 735          | -1 116 049       |
| Rendas MD + Rec. Líquida (euros)                         | 16 212 784              | 4 062 363        | 12 150 420       |
| MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights |                         |                  |                  |

Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registaram em 2025 um prémio<sup>57</sup> de 0,25 EUR/MWh e um *spread*<sup>58</sup> de 0,20 EUR/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2025 um prémio de 1,09 EUR/MWh e um *spread* de 0,98 EUR/MWh.

A Figura 3-18 apresenta a evolução do *spread* e do prémio verificados em 2025.

Figura 3-18 - Evolução do *spread* e do prémio verificados em 2025



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

<sup>57</sup> Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2025, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

<sup>58</sup> *Spread* corresponde ao diferencial de preços médios observados no mercado diário do OMIE entre a zona portuguesa do MIBEL e a zona espanhola do MIBEL, imputável a cada sentido do trânsito observado na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador).

É de salientar na figura o impacto ao nível da separação de mercados, resultante da diminuição da capacidade de interligação na sequência do apagão Ibérico de Abril de 2025.

Assim, os leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha, com entrega em 2025, resultaram num custo líquido para o sistema de aproximadamente 0,75 milhões de euros.

#### **ANÁLISE DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA E MONITORIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL EM 2024**

O n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade, estabelece os valores mínimos de capacidade da interligação a disponibilizar pelos ORT para o comércio interzonal.

Por sua vez, a alínea h) do n.º 1 do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, estabelece que a Entidade Reguladora de cada Estado-Membro tem a responsabilidade de “Certificar-se de que os operadores das redes de transporte disponibilizam capacidades de interligação, na maior medida possível, nos termos do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943”.

Neste sentido, a ERSE publicou <sup>59</sup>, em novembro de 2025, um relatório relativo à “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal em 2024”. Com este relatório a ERSE faz a avaliação da evolução e do estado atual da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, e a aferição do grau de cumprimento dos níveis mínimos previstos no referido n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943.

De forma geral, concluiu-se que os níveis mínimos foram cumpridos em 85,2% das situações em que foi possível fazer a avaliação. Desagregando por sentidos, verificou-se que, no sentido exportador (de Portugal para Espanha), os níveis mínimos foram cumpridos em 77,7% das situações em que foi possível avaliar e que, no sentido importador (de Espanha para Portugal), os limites mínimos foram cumpridos em 92,7% das situações em que foi possível avaliar.

---

<sup>59</sup> Documento disponibilizado no site da ERSE em <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/relatorios-maczt-e-pedidos-de-derrogacao/>

## PLATAFORMAS EUROPEIAS COMUNS PARA O PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS E PARA TROCA, ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE, DE ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DAS RESERVAS ESTABELECIDAS NO REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO

Com a publicação, em 28 de novembro de 2017, do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão Europeia (EB GL), foram estabelecidas plataformas europeias comuns para troca de energia de regulação proveniente das reservas de restabelecimento da frequência (com ativação automática (aFRR) e com ativação manual (mFRR)) e de reservas de reposição (RR). Estas plataformas têm como objetivo a integração europeia dos mercados de energia de regulação.

- i) A plataforma de troca de energia de regulação a partir de reservas de reposição (LIBRA), que concretizou o projeto TERRE, iniciou o seu funcionamento em janeiro de 2020, através do ORT da Chéquia (CEPS), tendo o ORT de Portugal (REN) aderido a 29 de setembro desse ano. A alteração do IDCZGCT para 30 minutos e a obrigatoriedade de as ofertas de balanço serem feitas posteriormente, conduziu ao fim da utilização de um produto com um tempo de ativação total também de 30 minutos. Em resultado, a 30 de dezembro de 2025 terminou o funcionamento da plataforma TERRE.

O Quadro 3-9 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2025 de reservas de reposição transacionadas no âmbito do TERRE em cada um dos sentidos. O quadro mostra ainda a mesma informação no que diz respeito a Portugal, sobre ofertas, ativações e o respetivo preço médio ponderado, bem como a energia na interligação, importada (subir) e exportada (descer).

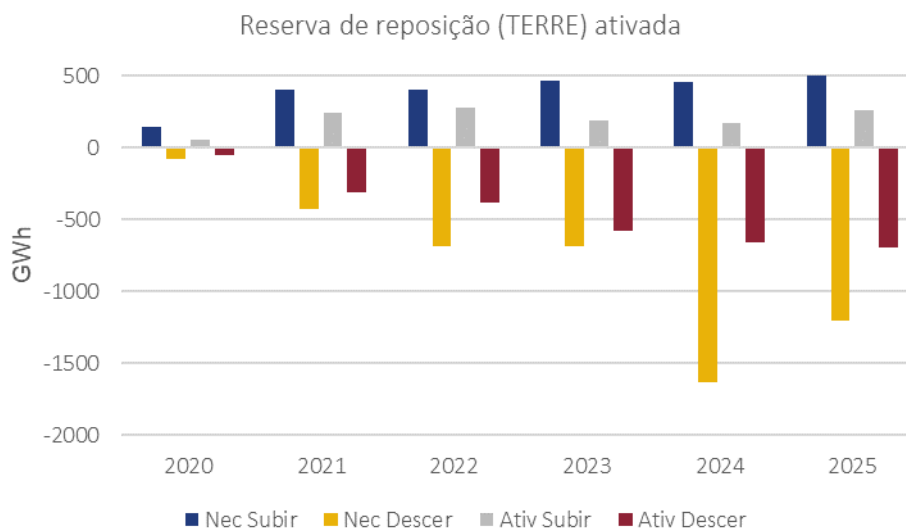
**Quadro 3-9 – Estatística relativa ao TERRE, 2025**

|                        | <b>Subir</b> | <b>Descer</b> |
|------------------------|--------------|---------------|
| Energia (GWh)          | 529          | 1 207         |
| Preço Médio (€/MWh)    | 86,85        | 46,83         |
| Ofertas PT (GWh)       | 21 174       | 13 645        |
| Ativações PT (GWh)     | 261          | 691           |
| Preço Médio PT (€/MWh) | 86,65        | 46,83         |
| Interligação (GWh)     | 811          | 1 051         |

Fonte: dados REN

A figura seguinte mostra a evolução das reservas de reposição ativadas na plataforma TERRE entre 2020 e 2025, no que diz respeito às necessidades declaradas pelo GGS e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

**Figura 3-19– Reservas de reposição**



Fonte: dados REN

Em 5 de outubro de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia MARI relativa ao processo mFRR, com os ORT da Chéquia e da Alemanha (TenneT DE, 50Hertz, Amprion e TransnetBW). O ORT da Áustria (APG) aderiu ao MARI em 20 de junho de 2023. Em 2024 aderiram ao MARI os ORT da Letónia, Lituânia, Estónia, Portugal e Espanha. Em 2025 foi a vez dos ORT da Bélgica e dos Países Baixos. O ORT da Itália tem adiado sucessivamente a sua reentrada na plataforma MARI.

A REN iniciou o produto normalizado mFRR em 14 de março de 2024, apenas na plataforma nacional, substituindo o produto específico de Reserva de Regulação. O projeto piloto de participação do consumo que usava este produto específico terminou naquela data passando os seus participantes a poder participar no mercado de mFRR. Em 28 de novembro de 2024 a REN iniciou a utilização da plataforma europeia MARI, embora, só com a adesão à mesma do ORT espanhol (RE), a 18 de dezembro, a REN tenha iniciado as trocas de energia de mFRR com os restantes ORT da UE participantes no MARI.

O Quadro 3-10 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2025 das reservas de restabelecimento com ativação manual (mFRR), em cada um dos sentidos de regulação. O quadro mostra

ainda a mesma informação no que diz respeito a Portugal, sobre ofertas, ativações e o respetivo preço médio ponderado, bem como a energia na interligação, importada (subir) e exportada (descer).

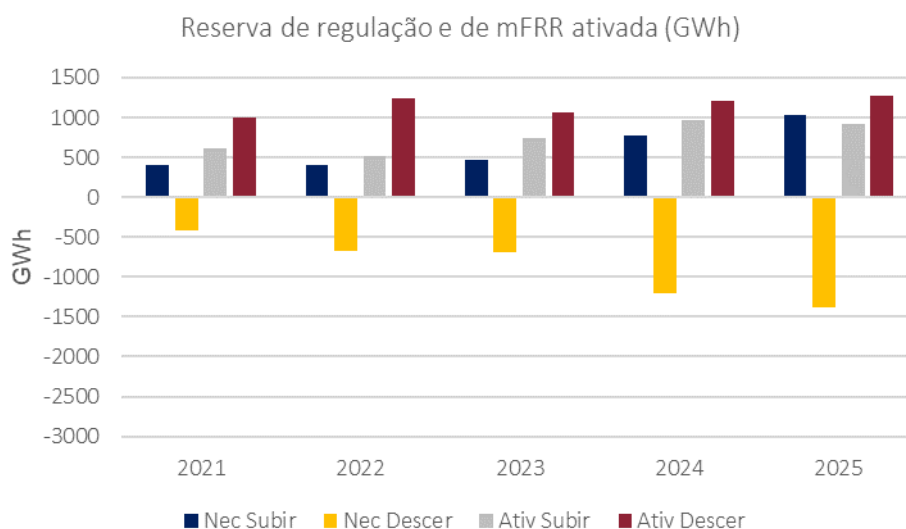
**Quadro 3-10 – Estatística relativa ao mFRR, 2025**

|                        | Subir  | Descer |
|------------------------|--------|--------|
| Energia (GWh)          | 1 036  | 1 374  |
| Preço Médio (€/MWh)    | 100,64 | 30,85  |
| Ofertas PT (GWh)       | 39 142 | 25 356 |
| Ativações PT (GWh)     | 916    | 1277   |
| Preço Médio PT (€/MWh) | 100,64 | 30,85  |
| Interligação (GWh)     | 354    | 322    |

Fonte: dados REN

A figura seguinte mostra a evolução, entre 2021 e 2025, das reservas de mFRR. Esta informação diz respeito às necessidades declaradas pela REN e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

**Figura 3-20 – Reservas de mFRR**



Fonte: dados REN

Recorda-se que, em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo de coordenação de desvios. As energias anuais deste processo são muito relevantes, comparativamente às energias do processo da reserva de regulação secundária. Em 2024, o quociente entre as energias ativadas

em Portugal na regulação secundária e no processo de coordenação de desvios foi de 0,87 a subir e 1,67 a descer.

Observaram-se no MARI e no PICASSO, em especial neste último e desde o início do funcionamento daquelas plataformas, preços de mobilização elevados, superiores a 7 500 EUR/MWh. A introdução das chamadas ofertas de necessidades elásticas levou a que o n.º de eventos desta natureza se tenha reduzido significativamente. Se em 2024, com a adesão ao MARI dos ORT de Portugal e EMARI, Espanha, o mesmo efeito se verificou com a adesão da ELIA (Bélgica).

Para além desta atividade, em 2025 continuou a monitorização de várias atividades iniciada em 2022 pela ACER, em conjunto com as entidades reguladoras e os ORT, tais como a monitorização do funcionamento das plataformas europeias TERRE, MARI, PICASSO e IGCC, e a cooperação FCR. Adicionalmente, continuaram os trabalhos iniciados em 2022, de acordo com o EB GL, como sejam a definição das metodologias “*Harmonization of Cross-Zonal Capacity Allocation methodologies*”. Em 2025 iniciaram-se os trabalhos de harmonização dos enquadramentos de implementação de aFRR e mFRR para prequalificação de prestadores daqueles produtos de balanço.

Em 2025, a ACER levou a cabo o exercício de monitorização de relatórios da ENTSO-E previstos no EB GL, nomeadamente o *Implementation Monitoring Report Report*.

Na sequência da contribuição para o “*Framework Guideline on Demand Response*”, em resposta à solicitação da Comissão Europeia relativa ao “*Scoping exercise for the development of a network code regarding demand side flexibility, including rules on aggregation, energy storage and demand curtailment*”, depois de receber da ENTSO-E e da EU DSO a proposta do respetivo código de rede, a ACER, uma vez mais em colaboração com as entidades reguladoras, desenvolveu em 2024 os trabalhos para a concretização da proposta de *Demand Response Network Code* (DR NC), apresentada à Comissão em março de 2025, e que dará lugar ao processo de Comitologia. Ainda sobre este tema a ACER iniciou os trabalhos de “*Demand Response Monitoring*”.

#### **OPERADOR NOMEADO DO MERCADO DA ELETRICIDADE**

O artigo 4.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão Europeia, de 24 de julho de 2015 (CACM GL), prevê que cada Estado-Membro designe um (ou mais) Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

No caso português, esta entidade foi designada pelo Governo através do Acordo de Santiago, previsto na Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.

O referido Acordo determina que a entidade designada como ONME é o *OMI, Polo Español S.A.* (OMIE), responsável pela gestão dos mercados diário e intradiários, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2025, não ocorreram alterações quanto à designação do OMIE enquanto ONME.

### **PROJETO XBID**

Em 2025, não se registaram alterações substanciais no mercado intradiário contínuo.

### **LEILÕES INTRADIÁRIOS EUROPEUS**

Em 2025, não se registaram alterações nem na estrutura, nem nos horários do SIDC.

#### **3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE**

No ano de 2025 não se registaram novidades a nível da apresentação de Planos de Desenvolvimento das redes de eletricidade, tendo, no entanto, sido emitidos pela ERSE dois pareceres a planos previamente apresentados.

Ainda em 2024, a E-REDES, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RND para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), competindo à ERSE, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo. Neste enquadramento, a ERSE promoveu uma consulta pública, que decorreu entre 20 de novembro de 2024 e 3 de janeiro de 2025 (Consulta Pública n.º 126). A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2024, os pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública, permitiram à ERSE, a 10 de abril de 2025, dar o seu parecer, globalmente positivo aos projetos incluídos na proposta.

Ainda em 2024, a REN, enquanto operador da RNT, apresentou à ERSE uma proposta decenal de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024). A ERSE promoveu uma

consulta pública, que decorreu entre 6 de janeiro de 2025 e 27 de fevereiro de 2025 (Consulta Pública n.º 128). A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2024, os pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública, permitiram à ERSE, a 30 de junho de 2025, dar o seu parecer, globalmente positivo aos projetos incluídos na proposta. Ainda assim, a ERSE recomendou que, previamente à sua Aprovação pelo Concedente, a REN atualize e fundamente a necessidade dos projetos à luz dos desenvolvimentos mais recentes da rede, atendendo ao ritmo de concretização dos projetos já aprovados em sede de PDIRT-E anteriores.

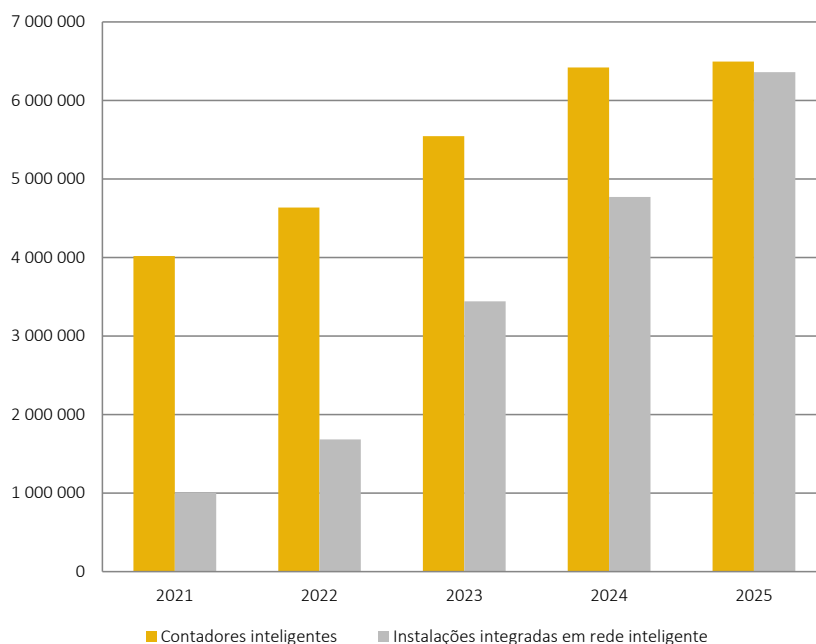
## REDES INTELIGENTES

As redes inteligentes são uma realidade que tem vindo a ser integrada e desenvolvida gradualmente no sistema elétrico português. Começando pela instalação massificada de contadores inteligentes, os operadores têm vindo a desenvolver novos serviços sobre as capacidades da infraestrutura inteligente. Para promover e orientar o desenvolvimento de serviços nas redes inteligentes, a ERSE aprovou, em 2019, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto), reformulado em 2023. Este Regulamento define um conjunto de serviços obrigatórios a prestar pelos operadores de redes e pelos comercializadores aos clientes cujas instalações estejam integradas numa rede inteligente.

No final de 2025, cerca de 6,50 milhões de clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) de Portugal continental (i.e., 99,5%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 6,47 milhões (i.e., 99,0%) estavam integrados em rede inteligente. O processo de instalação dos contadores inteligentes e da respetiva integração em rede inteligente, em Portugal continental, está, no essencial, concluído, em linha com o objetivo estabelecido pela lei.

A figura seguinte apresenta a evolução registada nos últimos anos.

Figura 3-21 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2021 a 2025



Fonte: dados E-REDES, elaboração ERSE

A ERSE publicou, em outubro de 2025, um [relatório](#) de estado da implementação das redes inteligentes de energia elétrica em Portugal continental, concluindo que a quase totalidade dos consumidores tem à sua disposição os serviços previstos na regulamentação, de que são exemplo, a recolha diária remota de leituras e diagramas de carga, a disponibilização de dados na plataforma do operador de rede, a prestação de diversos serviços de forma remota ou a faturação sem estimativas.

No âmbito da disponibilização de dados, e como estabelecido no Regulamento de Execução (UE) 2023/1162 da Comissão, de 6 de junho de 2023, foram [publicados](#) os procedimentos de acesso aos dados, nomeadamente por entidades terceiras que pretendam fornecer serviços baseados em dados, com o devido consentimento do cliente.

Nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, estão também em curso operações de *rollout* de contadores inteligentes e disponibilização dos serviços das redes inteligentes. Os respetivos operadores de rede estimam a sua conclusão em 2026, no caso da Madeira, e em 2028, no caso dos Açores.

A Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, aprovada na sequência de consulta pública, veio estabelecer os indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, nos termos do artigo 10.º do

Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho.

Os indicadores aprovados agrupam-se em 10 dimensões: planeamento da rede, observabilidade e controlabilidade, gestão de ativos e perdas, qualidade de serviço, serviços de sistema e de flexibilidade, coordenação entre operadores, novos atores do sistema elétrico, prestação de informação aos utilizadores, cibersegurança e eficiência económica.

As redes inteligentes têm-se afirmado como um pilar da transição energética e estes indicadores devem permitir avaliar o seu desempenho, contribuindo para a adoção de medidas (políticas, regulatórias, operacionais) que garantam ou acelerem a obtenção dos resultados pretendidos com o desenvolvimento destas redes.

Com base no primeiro reporte destes indicadores, que teve lugar em maio de 2025, ERSE divulgou o [‘Relatório de Monitorização das Redes de Transporte e de Distribuição’](#) de energia elétrica, previsto no artigo 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no qual analisa o desenvolvimento da rede inteligente, tendo em vista a promoção da eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis.

### 3.1.5 CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A atividade de distribuição de eletricidade no Sistema Elétrico Nacional (SEN), em particular no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis: i) uma única concessão da RND atribuída pelo Estado; ii) as concessões municipais de distribuição em BT atribuídas pelos 278 municípios de Portugal continental.

Os contratos de concessão em BT têm um prazo de 20 anos, ocorrendo o seu término em momentos diferentes, entre 2016 e 2026, dependendo das diversas concessões. A maioria cessou entre 2021 e 2022, sendo que a sua atribuição deve decorrer de concurso público.

Em setembro de 2024, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, alterou a Resolução do Conselho de Ministros que estabelece os princípios e a calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Esta criou uma Comissão de Coordenação para a Baixa Tensão (CCBT), que apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, até ao dia 15 de dezembro de 2024, uma nova proposta de calendarização e de linhas orientadoras para o procedimento concorrencial de atribuição das concessões municipais destinadas ao exercício da atividade

de exploração das redes municipais de distribuição de energia elétrica em BT, no território continental português, previstos na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

No ano de 2025, foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 30/2025, de 20 de fevereiro, que veio prorrogar o prazo para a apresentação dos trabalhos da CCBT tendo em conta a necessidade de apresentar uma proposta consolidada de calendarização e linhas orientadoras. Esta Resolução do Conselho de Ministros alterou o n.º 1 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, de 2 de setembro, e passou a determinar que a CCBT deveria apresentar ao membro do Governo responsável pela área da energia, até ao dia 15 de dezembro de 2025, uma nova proposta de calendarização e de linhas orientadoras para o procedimento concorrencial de atribuição das concessões municipais destinadas ao exercício da atividade de exploração das redes municipais de distribuição de energia elétrica em BT, no território continental português, previstos na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

## 3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

### 3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2025, observou-se um aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, essencialmente devido ao efeito do término do contrato de aquisição de energia da central da Turbogás com a REN *Trading*, bem como à observação de um regime hidrológico um pouco mais favorável que o do ano anterior, que favoreceu a produção hídrica por parte do operador dominante <sup>60</sup>, a EDP Produção. Ao mesmo tempo, verificou-se um aumento do nível de participação das centrais termoelétricas, através do incremento da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural, face a 2024.

Em 2025, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as duas áreas do MIBEL aumentou, como já referido no ponto 3.1.3. Assim, de um modo geral, o ano de 2025, com condições pouco distintas de hidraulicidade, ficou marcado por uma evolução positiva para o operador dominante EDP Produção, traduzida num aumento do nível de concentração global da produção de eletricidade. Persiste um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação

---

<sup>60</sup> O documento “Operador Dominante - Metodologia e Aplicações” do Conselho de Reguladores define como operador dominante toda a empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia elétrica produzida no âmbito do MIBEL.

de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

#### 3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

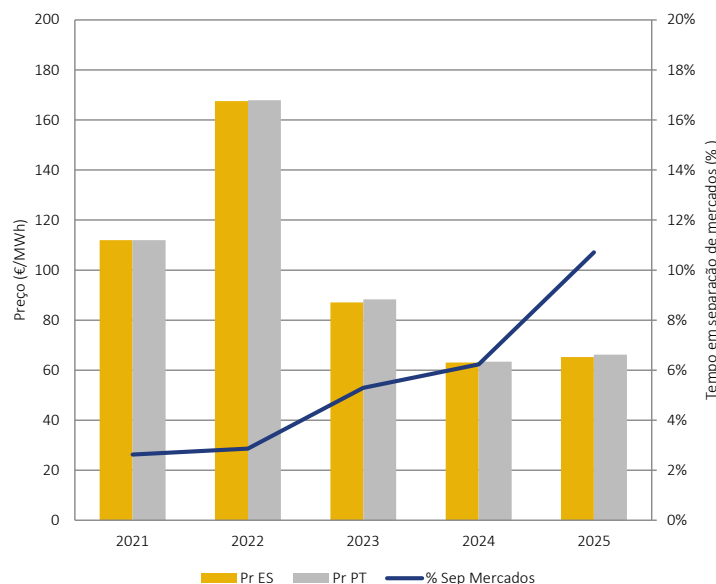
##### PREÇOS

##### Preços no mercado *spot*

A evolução da formação do preço no mercado grossista de eletricidade em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes de mercado portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* do MIBEL é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercados e, por conseguinte, de aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha, assim como o tempo em separação de mercados, está apresentada na Figura 3-22, para o período compreendido entre 2021 e 2025.

Figura 3-22 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2021 a 2025

Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2025, situou-se em 66,19 EUR/MWh, cerca de 4% acima do preço registado em 2024 (63,45 EUR/MWh).

Relativamente ao ano anterior, verificou-se a manutenção da produção hídrica, apesar do ano hidrológico mais favorável. Os custos associados à produção termoelétrica reduziram-se, verificando-se um aumento da procura residual dirigida a esta tecnologia. A redução dos custos de aprovisionamento de gás natural, apesar do aumento dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, constitui um fator para moderar o aumento do preço médio no mercado *spot* de eletricidade para Portugal.

O preço médio de mercado em 2025 para Portugal esteve cerca de 34% abaixo do custo marginal<sup>61</sup> de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

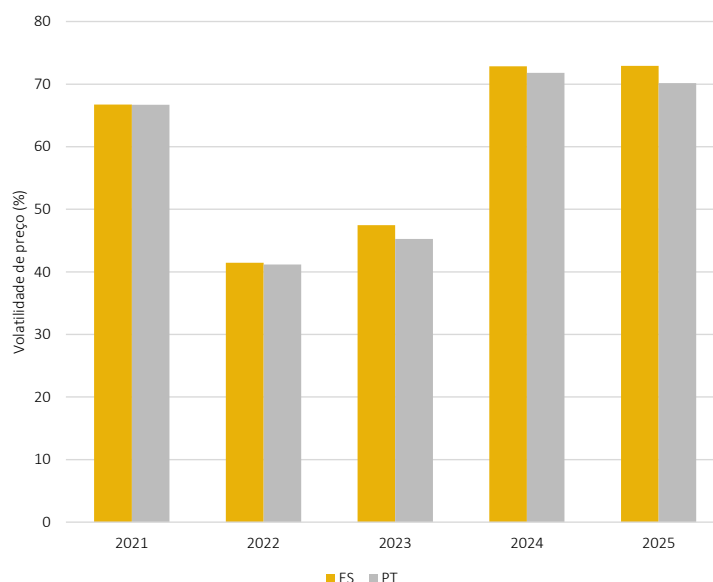
No que respeita à formação do preço da eletricidade em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço.

<sup>61</sup> Custo marginal estimado calculado tendo como referência a média das cotações de fecho do *hub* de gás TTF negociadas para o dia D+1, publicados pela Bloomberg, e a média das cotações de fecho das licenças de CO<sub>2</sub> do contrato com entrega no mês de dezembro de 2025, negociadas na bolsa The ICE, sendo estas as referências de preço europeias mais líquidas destas *commodities*. O custo do gás natural em EUR/MWh<sub>t</sub> é ajustado para EUR/MWh, utilizando um rendimento, de uma central termoelétrica de ciclo combinado a gás, de 50%. O custo das emissões é ajustado de €/ton<sub>CO2</sub> para EUR/MWh utilizando o fator de emissão, para a mesma tecnologia de geração, publicado pela ERSE para efeitos da Rotulagem de Energia Elétrica, de 0,371 ton<sub>CO2</sub>/MWh.

Em 2025, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 70%, o que significa que os preços oscilaram, em média, num intervalo entre os 20 EUR/MWh e os 113 EUR/MWh.

A Figura 3-23 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço de eletricidade para o mercado *spot*, de 2021 a 2025, em Portugal e em Espanha, observando-se uma manutenção da volatilidade do preço *spot* entre 2024 e 2025, fruto também da manutenção da hidraulicidade verificada, do impacto da produção solar fotovoltaica no âmbito do MIBEL e do andamento das *commodities* envolvidas na formação de preço das centrais termoelétricas, em concreto a evolução do preço do gás natural e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> relativas às centrais de ciclo combinado a gás natural, que registaram alterações pouco significativas.

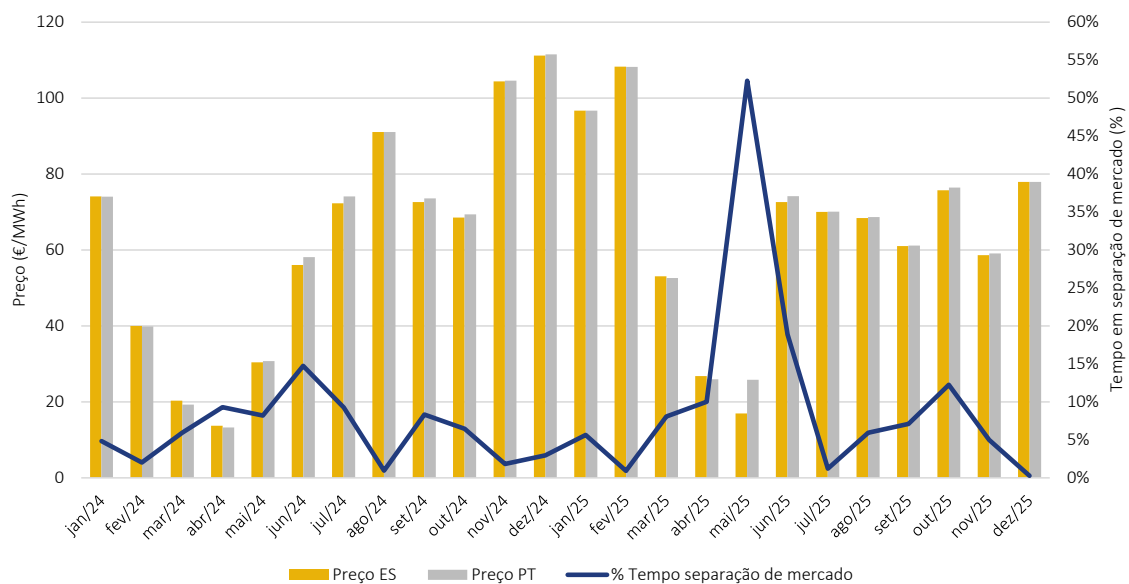
**Figura 3-23 – Volatilidade do preço *spot*, 2021 a 2025**



Fonte: dados OMIE

Nota: volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual.

A Figura 3-24 apresenta a evolução dos preços médios do mercado *spot* em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2024 e 2025.

Figura 3-24 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2024 e 2025

Fonte: dados OMIE

No que respeita a 2025, é de notar que: (i) durante o mês de maio em resultado das restrições, determinadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da Energia em articulação com o GGS<sup>62</sup>, à capacidade da interligação elétrica entre Portugal e Espanha, para salvaguarda da segurança do abastecimento de energia elétrica, na sequência do apagão elétrico de 28 de abril, se verificou uma divergência de preço mais acentuada entre as duas áreas de preço do MIBEL, havendo, no cômputo anual, um aumento substancial do número de horas de separação de mercados, face a 2024; (ii) houve um aumento do preço médio formado em mercado na zona de preço portuguesa do MIBEL, face a 2024 e (iii) a existência de um regime hidrológico mais favorável e a manutenção em valores elevados dos custos das *commodities* com influência na produção termoelétrica.

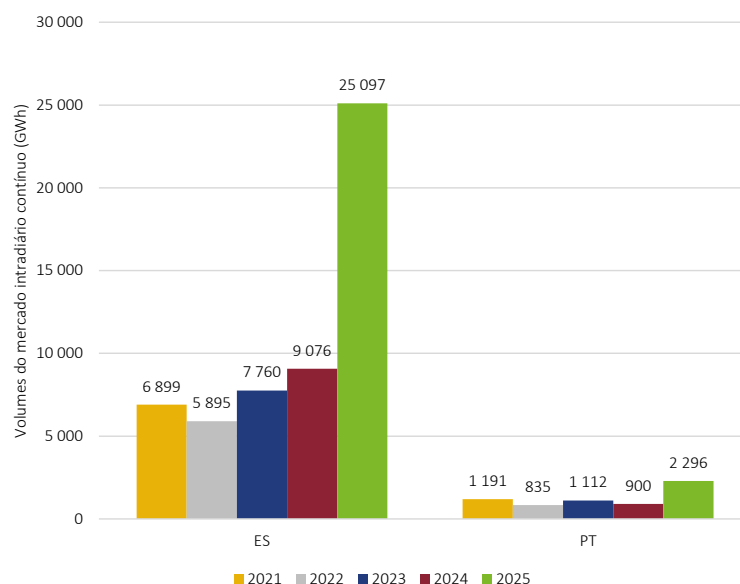
### Preços no mercado intradiário contínuo (XBID)

Como referido anteriormente, o projeto XBID (*European Cross-Border Intraday Initiative*) teve início a 13 de junho de 2018 com a entrada *go-live* da primeira fase, proporcionando negociação intradiária em contínuo de eletricidade em diversos países europeus, incluindo Portugal e Espanha.

<sup>62</sup> Despacho n.º 153/MAEN/2025, de 4 de maio.

A Figura 3-25 apresenta o volume negociado <sup>63</sup> desde 2021 até ao final de 2025, para Portugal e Espanha.

**Figura 3-25 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo**



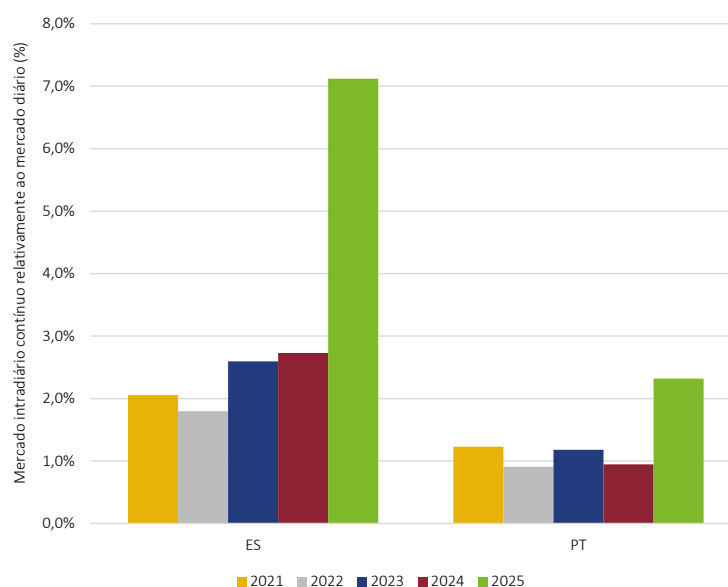
Fonte: dados OMIE

Refira-se que, em 2025, tanto na zona de preço espanhola como na portuguesa, se verificou um acentuado crescimento do volume negociado pelos agentes de mercado, face a 2024. Os valores transacionados em 2025 constituem-se como o máximo anual verificado, tanto em Portugal como em Espanha.

A Figura 3-26 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde 2021 até ao final de 2025, para Portugal e Espanha.

<sup>63</sup> Para efeitos de apuramento do volume negociado em cada zona de preço, considerou-se o volume de energia negociado, nomeadamente as compras e vendas, pelas contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

**Figura 3-26 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário**



Fonte: dados OMIE

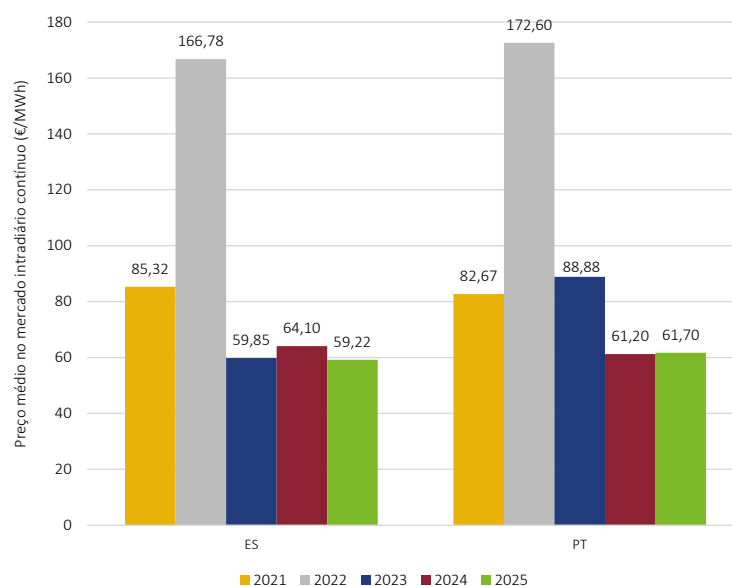
Em 2025, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 2,3% do volume negociado no mercado diário (cerca de 2 300 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2024, devido à evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-27 apresenta a evolução do preço médio ponderado <sup>64</sup> do mercado intradiário contínuo, desde 2021 até ao final de 2025, para Portugal e Espanha.

Observou-se uma subida dos preços médios ponderados para Portugal, em linha com o que já tinha sido a tendência de evolução dos preços no mercado *spot* de eletricidade. Em Espanha, foi registada uma ligeira descida dos preços médios ponderados.

<sup>64</sup> Para efeitos do cálculo do preço médio ponderado em cada zona de preço, considerou-se a ponderação dos preços pelos volumes de energia negociados, compras e vendas, aplicado às contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

Figura 3-27 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2021 a 2025



Fonte: dados OMIE

### Preços no mercado a prazo

O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem contratar parte das suas necessidades de energia elétrica, nomeadamente para definição parcial do preço futuro da energia elétrica a ser fornecida aos clientes finais. O mercado a prazo de eletricidade é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

O mercado *spot* de eletricidade é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2025, no caso português, cerca de 91% da oferta de eletricidade foi satisfeita através de contratação <sup>65</sup> neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste mercado, na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço da eletricidade no mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de

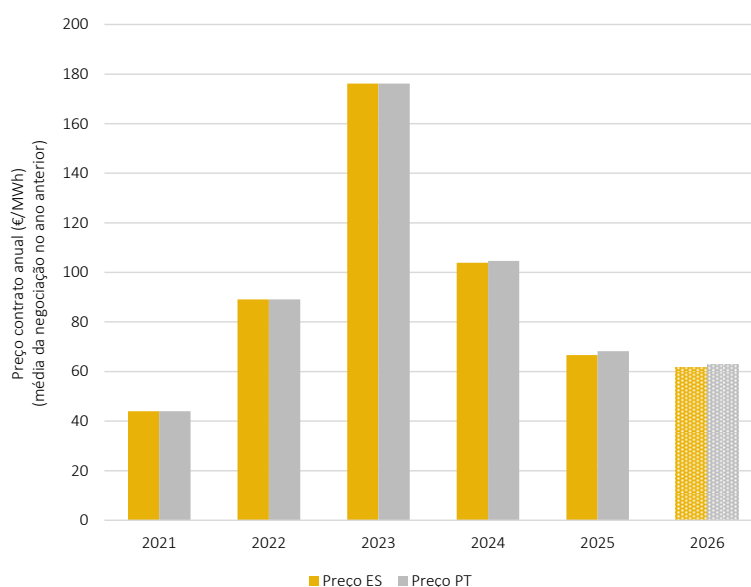
<sup>65</sup> Inclui mercado diário e leilões intradiários.

contratação a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo de eletricidade demonstrou um aumento significativo entre 2022 e 2023, uma descida acentuada entre 2023 e 2024, um decréscimo entre 2024 e 2025 e uma ligeira descida entre 2025 e 2026. Os agentes de mercado que, em 2024, tivessem adquirido posição no contrato de entrega de eletricidade em carga base para 2025, teriam pago um preço médio (68,21 EUR/MWh para Portugal <sup>66</sup>) cerca de 3% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2024 na hidraulicidade que influenciou a formação de preço no mercado *spot*.

A Figura 3-28 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado a prazo de eletricidade relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

**Figura 3-28 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2021 a 2026**



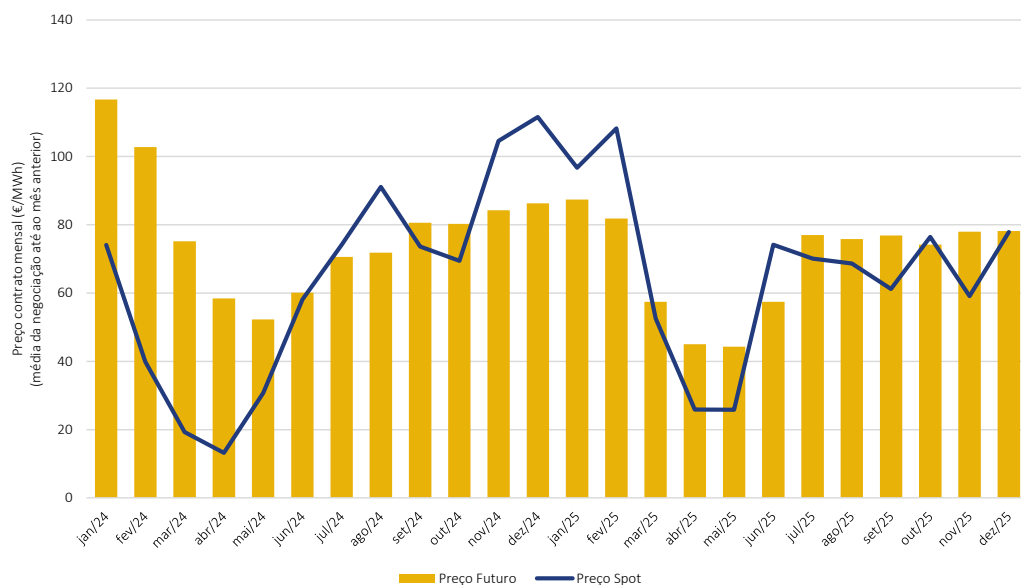
Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g., preço de 2026 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2025).

<sup>66</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2025 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A Figura 3-29 apresenta a evolução dos preços da eletricidade a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço da eletricidade a futuro para os contratos mensais em 2025 exibiu, em média, uma tendência de descida no primeiro trimestre do ano, invertendo a tendência até meio do ano, e estabilizando até ao final do ano.

**Figura 3-29 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2024 e 2025**



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2025, a negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente) na contratação na maioria do ano, excluindo os meses de janeiro, fevereiro, junho e outubro em que a situação se verificou mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo.

Na sequência da Consulta Pública n.º 125, de alteração regulamentar para a concretização de novos leilões de PRG, a ERSE retomou os mecanismos de colocação a prazo da energia elétrica adquirida a produtores com remuneração garantida, adaptados às condições de mercado e ao enquadramento regulamentar europeu.

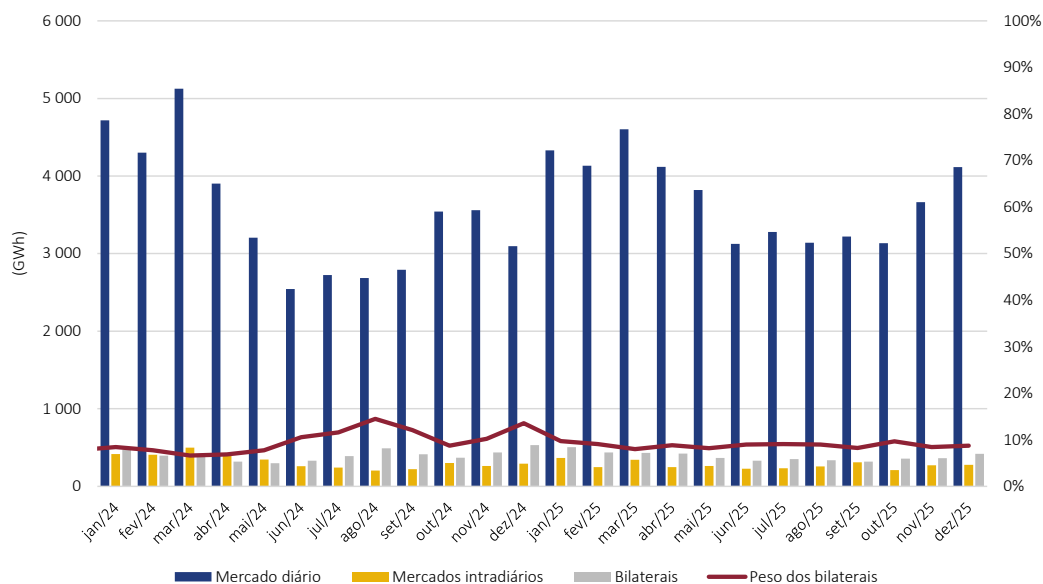
Para entrega em 2025, no âmbito da aplicação do mecanismo para a colocação de energia adquirida pelo Agregador de Último Recurso (AUR) a produtores com regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração (PRG), foram realizados três leilões (1.º, 2.º e 3.º Leilões PRG), com uma colocação de um total de três produtos distintos (carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a

colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 549 MW no segundo trimestre de 2025, de 400 MW no terceiro trimestre de 2025 e de 800 MW no quarto trimestre de 2025. O volume de energia colocado, neste mecanismo, correspondeu a cerca de 7% do consumo nacional, equivalente a 3 849,42 GWh. Os leilões realizados, para entrega em 2025, asseguraram a colocação de 97% dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Para entrega em 2025, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados oito leilões (17.º, 18.º, 19.º, 20.º, 21.º, 22.º, 23.º e 24.º Leilões CUR), com uma colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 85 MW no ano de 2025, 95 MW no primeiro trimestre de 2025, 45 MW no segundo trimestre de 2025, 60 MW no terceiro trimestre de 2025 e de 70 MW no quarto trimestre de 2025. O volume de energia colocado, neste mecanismo, correspondeu a cerca de 3% do consumo nacional (e 47% do consumo do CUR), equivalente a 1 335,10 GWh. Os leilões realizados, para entrega em 2025, asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia elétrica do CUR.

Relativamente à negociação em mercado *spot* de eletricidade (mercado diário e mercados intradiários), é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-30. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL poderão ter ainda liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-30 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2024 a 2025



Fonte: dados OMIE e REN <sup>67</sup>

Em 2025, a contratação bilateral <sup>68</sup> teve um peso de 8,8%, equivalente a 4,6 TWh. Observou-se uma diminuição do valor médio do peso da contratação bilateral em 2025 quando comparado com 2024, verificando-se ainda uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (diminuição de 4%, equivalente a 0,2 TWh).

### Evolução do mercado

A contratação à vista para o mercado grossista de eletricidade em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, ou seja, sempre que o fluxo de energia elétrica gerado pelo encontro da procura e oferta agregadas excede a capacidade comercial disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista de eletricidade caracteriza-se pelos seguintes aspetos:

- Do lado da procura, os agentes de mercado registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem grande parte da sua procura ao mercado *spot*;

<sup>67</sup> A informação do mercado intradiário é somente referente às sessões intradiárias de leilão.

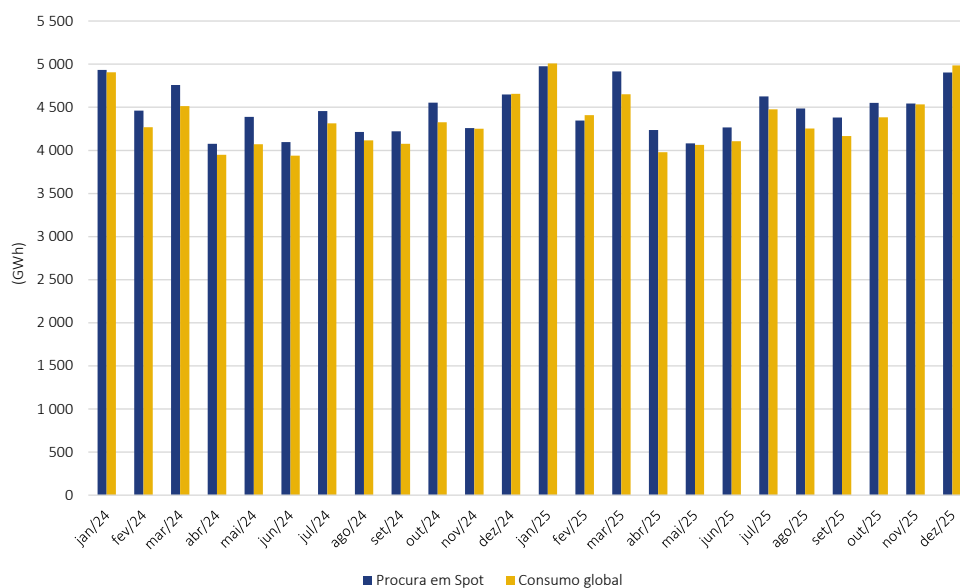
<sup>68</sup> O volume de energia elétrica associado à contratação bilateral não considera a tomada de posições firmes, de unidades genéricas, de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado.

- Do lado da oferta, todos os agentes de mercado dirigem a sua oferta, maioritariamente, ao mercado *spot*. No caso dos produtores de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único que é o AUR, que agrega a previsão de produção e submete as correspondentes ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura de energia elétrica dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global de eletricidade em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-31, onde se observa que o consumo de eletricidade é, maioritariamente, satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

Refira-se que o consumo global mensal diz respeito à soma entre a produção total e o saldo importador subtraído do consumo para bombagem. Assim, a ligeira diferença entre o consumo total e a procura em mercado *spot* corresponde, na maioria dos casos, às variações do consumo para bombagem.

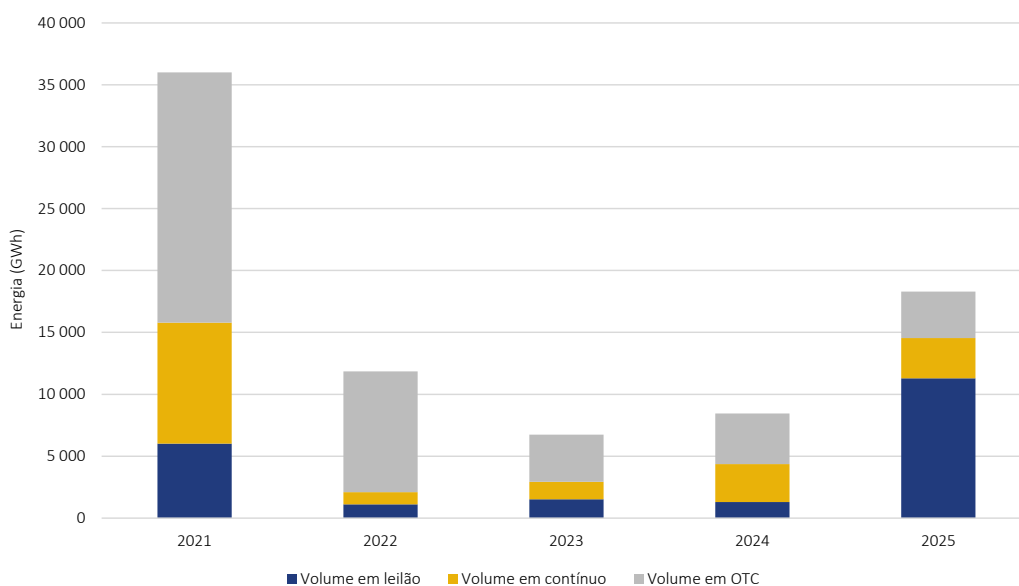
**Figura 3-31 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2024 a 2025**



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-32 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo do MIBEL, entre 2021 e 2025. Verificou-se em 2022 uma acentuada diminuição de 67 % (ou 24,2 TWh). Em 2023, observou-se uma nova diminuição de 43% (ou 5,1 TWh), em 2024 verificou-se um aumento de 25% (ou 1,7 TWh) e em 2025 ocorreu um aumento de 117% (ou 9,9 TWh), motivado essencialmente pela reintrodução dos leilões da PRG.

Figura 3-32 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2021 a 2025



Fonte: dados OMIP

## TRANSPARÊNCIA

Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que impõe a obrigatoriedade de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a obrigação de reporte de factos relevantes, ao abrigo do RRC, foi implementada há vários anos e é semelhante à prerrogativa expressa no regulamento europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (o REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* <sup>69</sup>), a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades das redes elétricas (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço da eletricidade. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação elétrica Portugal-Espanha estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto GGS, bem como os

<sup>69</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

desvios significativos na previsão de consumo agregado do SEN ou de cada agente de mercado em particular.

A comunicação de informação privilegiada pode ser efetuada em Portugal, de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN <sup>70</sup>, sem prejuízo de o enquadramento regulamentar europeu permitir a publicação de informação privilegiada em outras plataformas IIP <sup>71</sup>, desde que sejam certificadas pela ACER. Assinale-se que a EDP GEM Portugal deixou de publicar na plataforma da REN a partir de fevereiro de 2023, passando a utilizar a plataforma do OMIE <sup>72</sup> enquanto IIP.

Na plataforma IIP da REN, durante 2025, foram comunicados 1 044 factos relevantes. Destes, cerca de 56% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 37% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado, 3% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de serviços de sistema, 1% corresponderam a condicionamentos de exploração e 3% a outros motivos.

Na plataforma IIP do OMIE, durante 2025, foram comunicados 8 310 factos relevantes. Destes, a totalidade correspondeu a comunicação de indisponibilidades de produção.

Assim, na totalidade do ano de 2025, foram comunicados 9 354 factos relevantes. Destes, cerca de 95% corresponderam a indisponibilidades de produção, 4% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e 1% corresponderam a outros motivos.

A Figura 3-33 apresenta o referido.

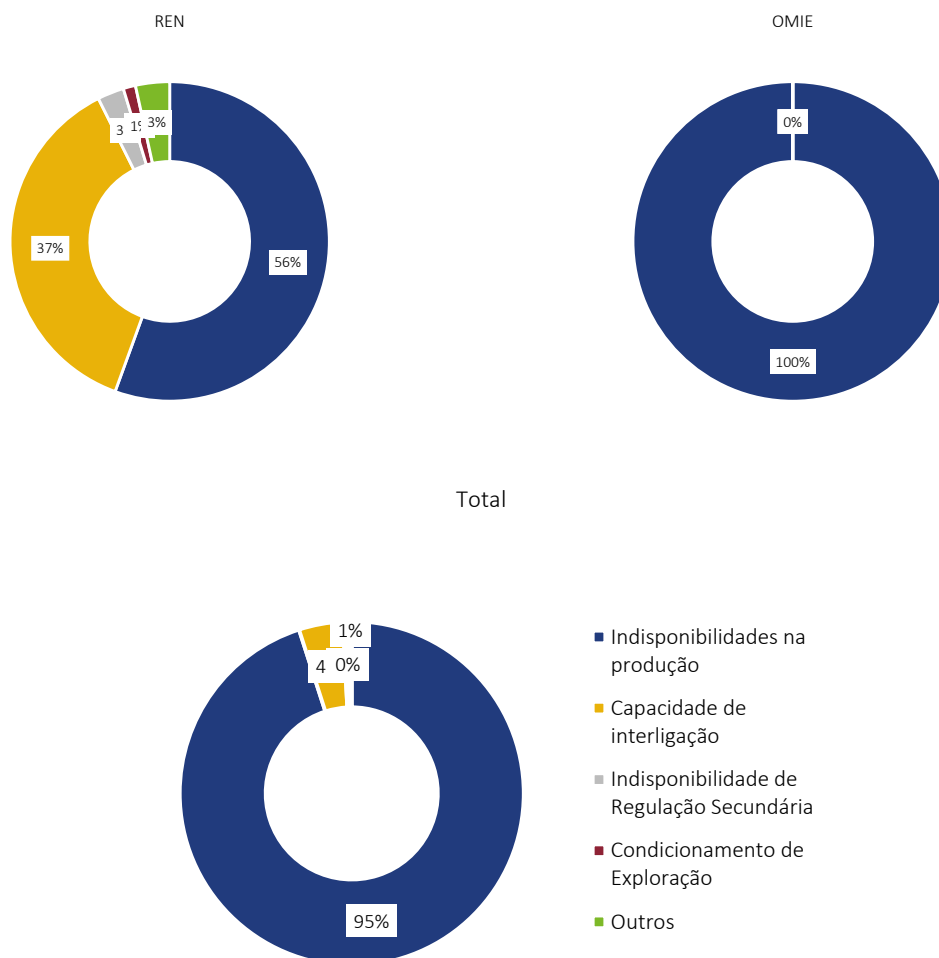
---

<sup>70</sup> <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Informa/Paginas/default.aspx>

<sup>71</sup> IIP, *Inside information platform* é a designação em inglês de Plataformas de Informação privilegiada.

<sup>72</sup> <https://umm.omie.es/electricity-list>

Figura 3-33 – Comunicação de factos relevantes, 2025



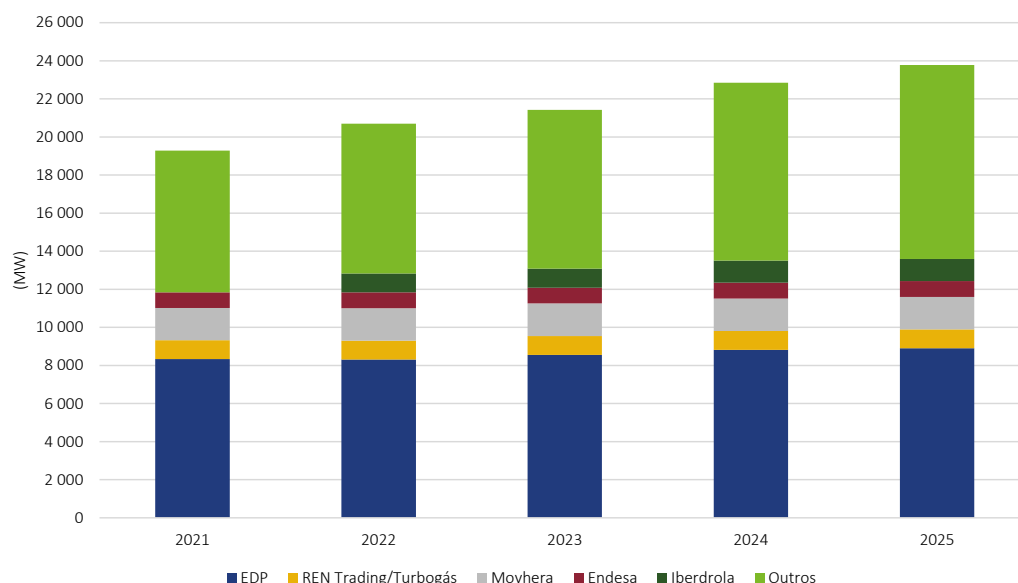
Fonte: dados REN, dados OMIE

### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no mercado grossista de eletricidade deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-34, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque eletroprodutor português.

**Figura 3-34 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2021 a 2025**



Fonte: dados REN e grupo EDP

Nota: "Outros" incluem as entidades empresariais que tipicamente detêm ativos de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração. Os valores referem-se ao final de cada ano.

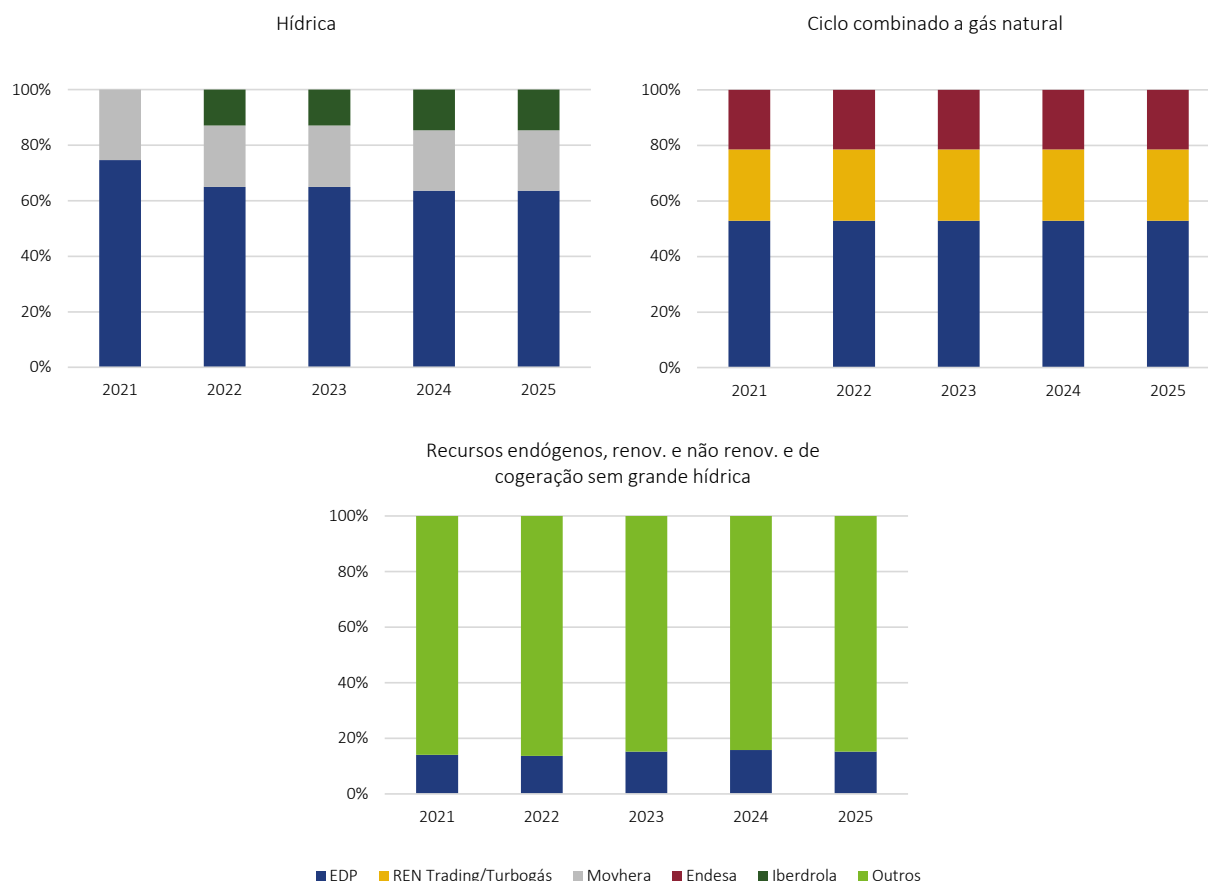
Assinala-se, ainda, a manutenção do acordo para a prestação transitória de serviços pela central da Tapada do Outeiro, entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e a Turbogás – Produtora Energética, S.A., através dos despachos n.º 72/2024/MAEN, de 19 de novembro, n.º 65/2025/MAEN, de 12 de fevereiro e do n.º 18/2026/MAEN, de 27 de janeiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, prorrogando o período transitório do CAE da Tapada do Outeiro até ao final de 2026. Considerando a liquidação da REN Trading, S.A. a exploração operacional da central está a cargo da Turbogás – Produtora Energética, S.A..

A caracterização do mercado grossista de eletricidade passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

A evolução das quotas dos diferentes agentes no final de cada ano, em termos de capacidade instalada, por tecnologia ou regime, é apresentada na Figura 3-35. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos

de capacidade instalada, como também o demonstra a Figura 3-36, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI <sup>73</sup>), que mede a concentração empresarial.

**Figura 3-35 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2021 a 2025**

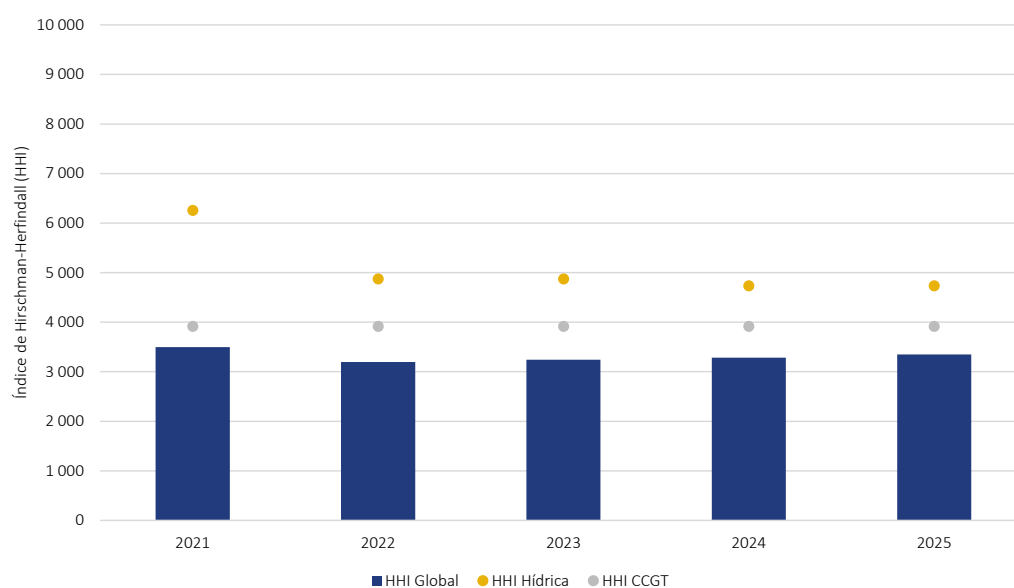


Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento de produção de energia elétrica a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações na concentração de mercado. Relativamente à hídrica, observou-se, i) em 2022, o efeito da entrada da nova capacidade de produção dos ativos de geração da Iberdrola, e ii) em 2024, o resultado da conclusão do complexo eletroprodutor do Tâmega da Iberdrola.

<sup>73</sup> O índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas, por via das suas quotas de mercado.

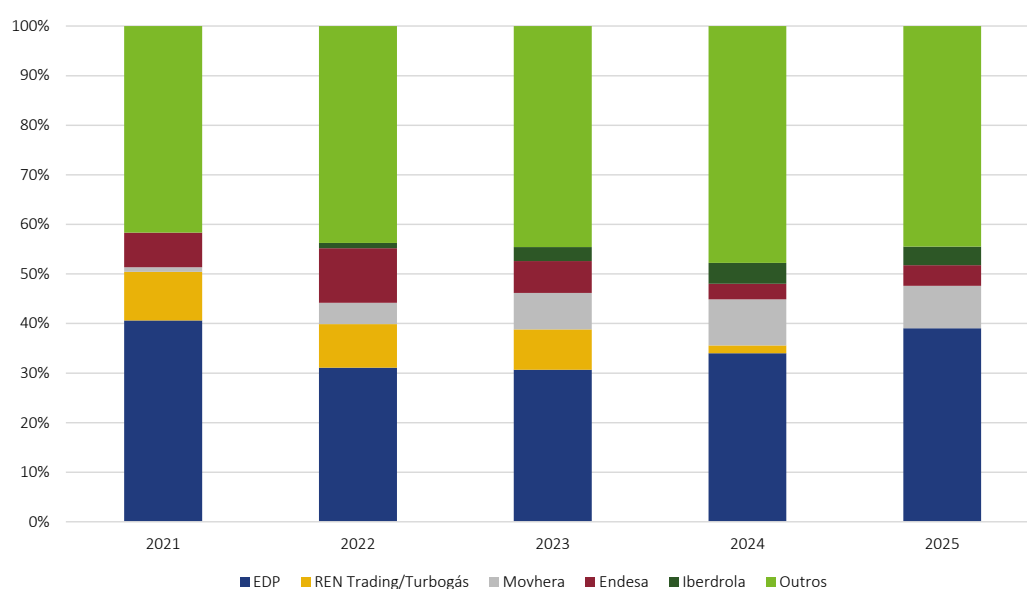
Figura 3-36 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2021 a 2025



Fonte: dados REN e grupo EDP <sup>74</sup>

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-37.

Figura 3-37 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2021 a 2025



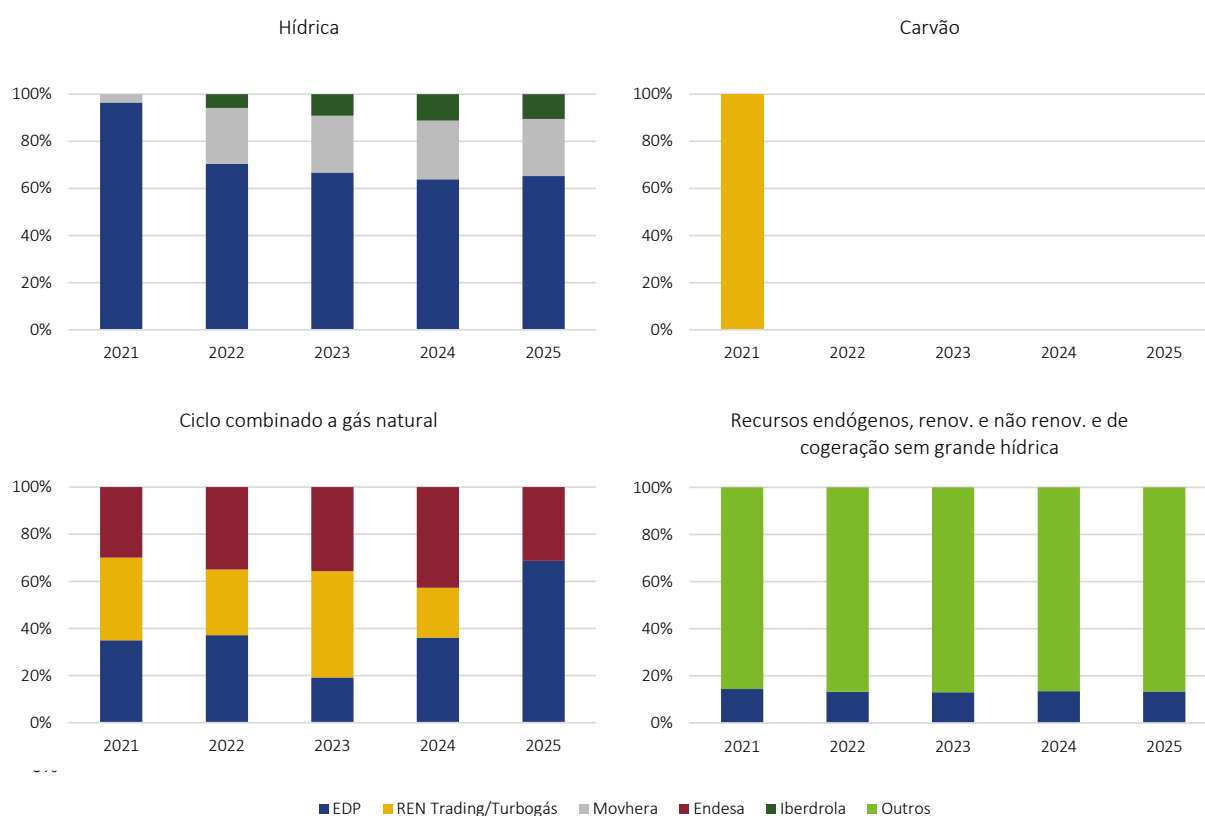
Fonte: dados REN e grupo EDP.

<sup>74</sup> Para efeitos do cálculo do HHI global foram agregadas na categoria “Outros” todas as instalações de produção cuja entidade empresarial não foi possível identificar.

Do ponto de vista global, em 2022, salienta-se uma diminuição da participação do grupo EDP devida a um regime hidrológico desfavorável e à energia elétrica produzida pelos novos ativos hídricos da Iberdrola. Em 2023 e em 2024 observou-se um aumento da relevância dos agentes que detêm essencialmente ativos eletroprodutores hídricos. Em 2025 observou-se um aumento da produção dos agentes com ativos de ciclo combinado, nomeadamente a EDP e a Endesa.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica nas diferentes tecnologias e na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-38.

**Figura 3-38 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2021 a 2025**



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia elétrica produzida, o período entre 2021 e 2025 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP, em cada uma das diferentes tecnologias.

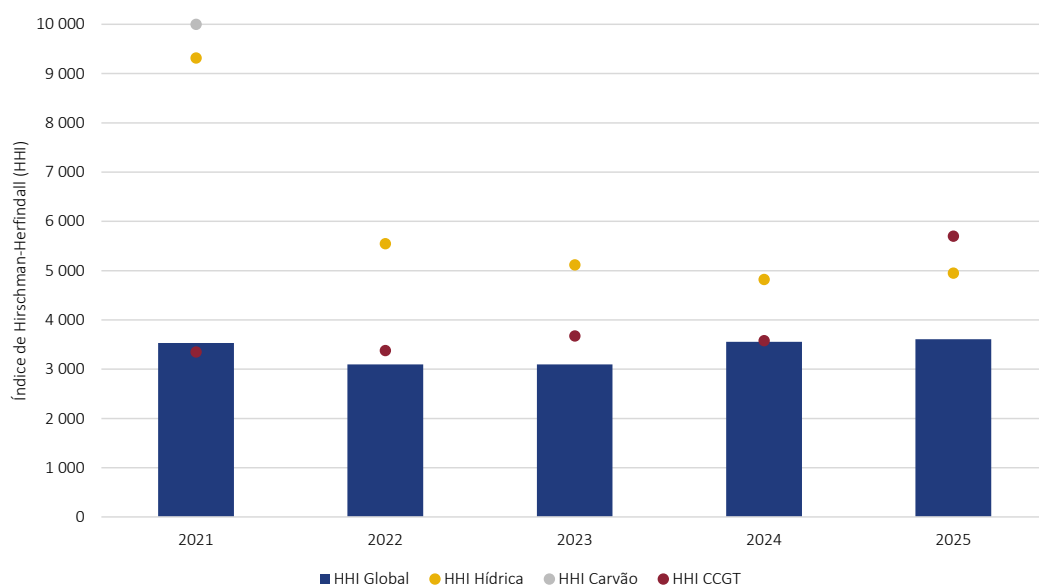
Na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem grande hídrica, entre 2021 e 2025, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

Relativamente à tecnologia hídrica, verifica-se uma tendência de diminuição da quota da EDP na produção hídrica, salientando-se a entrada em produção dos novos ativos da Iberdrola.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, ocorreu um aumento global na produção de energia elétrica em 2025 face ao ano anterior. Esta variação, de cerca de 3,2 TWh em termos absolutos, resultou de um aumento geral de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da EDP (centrais de Lares e do Ribatejo) e da Endesa (Pego).

Os indicadores de concentração global, relativos a 2025, registam uma concentração empresarial superior à que ocorrera em 2024. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pelo efeito da central da Turbogás gerida pela REN Trading.

**Figura 3-39 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2021 a 2025**



Fonte: dados REN e grupo EDP

Importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem a grande hídrica não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afeta a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado, não se consegue observar a real evolução da

concentração empresarial na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem grande hídrica, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na atual estrutura do mercado.

### **Leilões PRG**

Em março de 2025, a ERSE, após o fecho da Consulta Pública n.º 125, publicou a Diretiva n.º 6/2025 referente à alteração de regras para a colocação, em mercado a prazo, da energia proveniente de produção em regime de remuneração garantida (anteriores leilões PRE, atualmente mais corretamente designados como leilões PRG, à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual e do RRC).

Os leilões de PRG são um relevante instrumento de nivelamento da concorrência em mercado grossista, em particular na vertente do aprovisionamento de energia elétrica por parte de comercializadores não verticalmente integrados. Este mecanismo permite ainda que se reduzam ou mitiguem alguns dos riscos de volatilidade de preço de aprovisionamento, em particular para os mencionados comercializadores, o que lhes confere condições concorrencialmente mais niveladas de abordagem ao mercado retalhista de eletricidade.

As regras aprovadas pela Diretiva n.º 6/2025, de 26 de março, permitem a modulação da modalidade de contratação – contrato bilateral ou contratação de produto padronizado em mercado organizado –, assim ajustando o perfil de contratação às características e necessidades de cada agente comercializador. Por outro lado, estas regras permitem ainda que, com carácter opcional, outros agentes produtores se possam juntar às ofertas de venda colocadas em representação do sistema elétrico (pelo AUR), tornando disponível a pequenos produtores independentes um mecanismo de descoberta de preço a prazo que, por norma, está mais acessível a produtores de maior dimensão relativa.

### **DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**

#### **Valor de compensação final a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial**

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, estatui a possibilidade de definição, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, dos valores a faturar nos termos da repercussão tarifária do mecanismo de equilíbrio concorrencial, com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista

em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços.

Em junho de 2025, tendo como base o estudo elaborado pela ERSE sobre a “Avaliação dos impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2024”<sup>75</sup>, de que a ERSE deu conhecimento ao membro do governo responsável pela área da energia, nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, foram apurados os impactes globais finais em dois cenários alternativos (Cenário A e Cenário B) para a determinação do valor de pagamento de compensação pelos centros electroprodutores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

O Despacho n.º 12554/2025, de 27 de outubro, da Ministra do Ambiente e Energia, com produção de efeitos a partir de 1 de janeiro de 2024, veio, assim, a estabelecer os valores de compensação final a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, correspondente ao Cenário A identificado pela ERSE no referido estudo.

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

O ano de 2025 foi marcado por uma significativa variabilidade de preços da eletricidade nos mercados grossistas, verificando-se meses em que o preço médio ficou abaixo dos 30 €/MWh e outros em que superou os 80 €/MWh. Ainda assim, estas oscilações não comprometeram o reforço do peso do mercado liberalizado, quer em número de clientes, quer em consumo, no setor elétrico.

O ano de 2025 também ficou marcado pelo aumento do número de comercializadores em regime de mercado relativamente a 2024. No mercado liberalizado de eletricidade, encontravam-se ativos 41 comercializadores, dos quais 39 disponibilizavam ofertas para o segmento de clientes em BTN.

A penetração no mercado liberalizado, quer em número de clientes, quer em consumo, subiu ou manteve-se, face a 2024, em todos os segmentos de clientes. O segmento com menor penetração, o dos clientes fornecidos em BTN, passou a ter uma penetração próxima de 89%, face aos 87% verificados no final de 2024.

---

<sup>75</sup> Vide [https://www.erse.pt/media/fj3bxku5/estudo\\_dl\\_74\\_2024.zip](https://www.erse.pt/media/fj3bxku5/estudo_dl_74_2024.zip)

A intensidade de mudança de comercializador em 2025 registou uma redução, em número de clientes, face a 2024, e atingiu 21%, menos 4 pontos percentuais do que no ano anterior. Em consumo, a intensidade de mudança em 2025, foi aproximadamente 24%, menos 1 p.p. face ao ano anterior.

### 3.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

#### **METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA**

A ERSE recebe dos comercializadores, trimestralmente, informação sobre os preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade que utiliza nas suas funções de monitorização e supervisão desse mercado, bem como para divulgação dos preços médios.

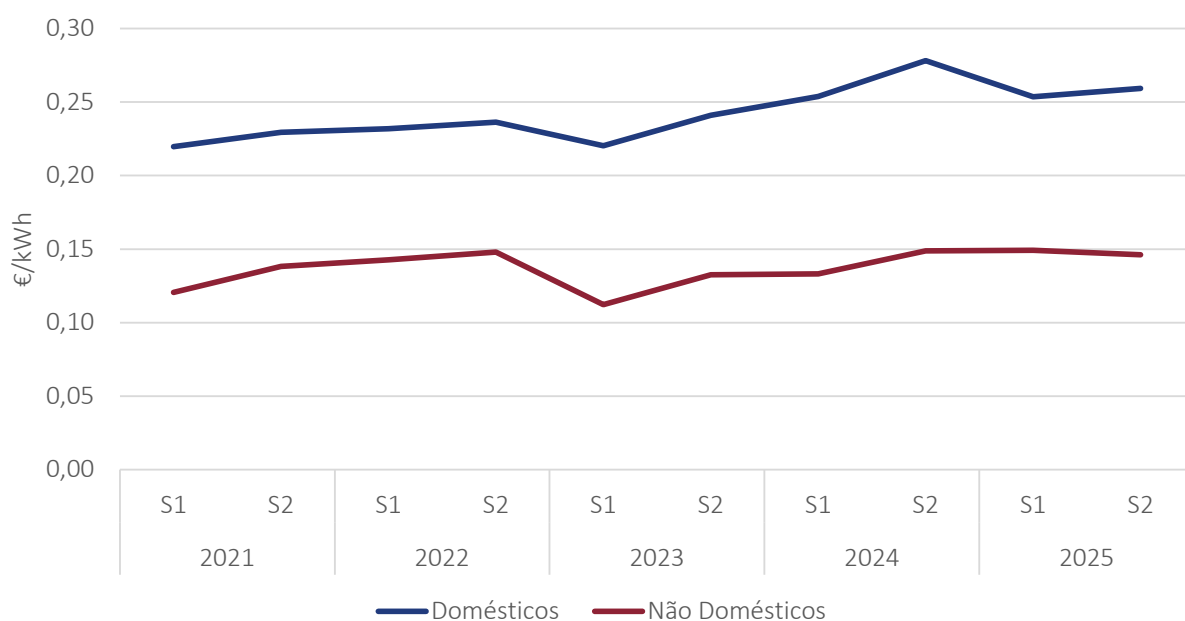
O reporte desta informação segue, desde o 4.º trimestre de 2024, o formato aprovado pela [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, que inclui informação sobre o tipo de preço praticado (fixo, indexado e dinâmico) ou o tipo de cliente (ex.: clientes com tarifa social).

No ano de 2025, verificou-se uma descida dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos e um aumento para os não domésticos <sup>76</sup>. A evolução dos preços da eletricidade depende de uma diversidade de fatores, como os preços dos mercados grossistas, a evolução dos custos das redes, os custos da proteção ambiental, bem como níveis os impostos aplicáveis.

---

<sup>76</sup> A Figura 3-40 apresenta os preços dos consumidores não domésticos sem IVA pelo facto de ser uma componente do preço recuperada por estes, sendo esta também a metodologia adotada pelo Eurostat nos seus relatórios.

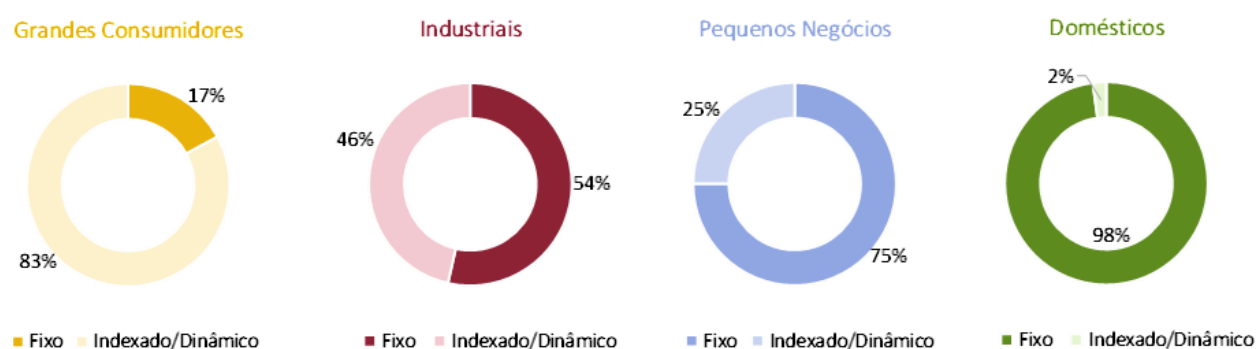
Figura 3-40 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



Fonte: Eurostat, ERSE

A análise da tipologia de contratação para cada segmento, ajuda a compreender a variação em 2025, conforme se observa na **Erro! Autorreferência de marcador inválida..**

Figura 3-41 – Percentagem de energia comercializada no mercado livre em 2025, por tipo de preço e por segmento



Fonte: Reporte dos comercializadores, elaboração ERSE

A Erro! A origem da referência não foi encontrada. apresenta a evolução trimestral do preço médio final (antes de taxas e impostos) no mercado retalhista por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia.

Figura 3-42 – Evolução do preço médio final no mercado retalhista de eletricidade por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia



Fonte: Reporte dos comercializadores, elaboração ERSE.

No segmento dos Clientes Domésticos verifica-se que há uma tendência de redução do preço médio final, que se deve a uma redução da componente de energia. Este segmento, ao adquirir a sua energia quase exclusivamente em contratos a preço fixo, parece estar apenas agora a beneficiar de preços mais baixos no momento da renovação das condições de preço.

Nos segmentos de Clientes Não Domésticos, e em especial nos Grandes Clientes e nos Clientes Industriais, a tendência que parece prevalecer é a de um aumento de preço nos dois primeiros trimestres do ano de 2025, face aos trimestres homólogos do ano anterior, e de uma descida nos dois últimos trimestres do ano, sendo a tendência na globalidade do ano, de aumento ligeiro. Esta evolução deve-se em parte, a uma evolução da componente de energia que também regista aumentos nos primeiros dois trimestres do ano

e reduções nos últimos dois trimestres, e à evolução das TAR, que também registam aumentos significativos nos dois primeiros trimestres do ano, pelo facto de, no mesmo período de 2024, terem registado valores baixos devido ao menor peso dos CIEG.

A Figura 3-41 e Figura 3-42 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** constará de um relatório sobre preços e margens no mercado retalhista de eletricidade, relativo ao ano de 2025, que ainda não se encontra publicado à data de elaboração deste documento. Um relatório semelhante foi publicado pela primeira vez, em 2025, relativo ao ano de 2024, e encontra-se disponível para consulta <sup>77</sup>.

A ERSE recebe também, de forma permanente, informação atualizada <sup>78</sup> sobre os preços de referência <sup>79</sup> que os comercializadores praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em BT. Esta informação <sup>80</sup> é divulgada no simulador de preços de energia da ERSE <sup>81</sup>, que é uma importante ferramenta de apoio aos consumidores, para a escolha do seu fornecedor de energia. Complementarmente, são publicados boletins trimestrais sobre os preços de referência praticados no mercado em BTN <sup>82</sup>.

No último trimestre de 2025, existiam, para o consumidor tipo 2 <sup>83</sup>, 25 comercializadores em mercado com 409 ofertas comerciais, das quais 271 eram ofertas exclusivamente de eletricidade e 138 eram ofertas duais <sup>84</sup>, o que corresponde a um acréscimo de comercializadores (+2) e do número de ofertas (+16) face ao último trimestre de 2024.

As Figura 3-43 e Figura 3-44 mostram a evolução da fatura <sup>85</sup> mensal das ofertas comerciais mais competitivas de eletricidade e duais, respetivamente, face à Tarifa Regulada. Para a eletricidade, o

---

<sup>77</sup> [Relatório sobre preços e margens no mercado retalhista de eletricidade relativo ao ano de 2024.](#)

<sup>78</sup> É devido o envio em base anual e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

<sup>79</sup> Conjunto de tarifas, opções tarifárias, respetivos preços e indexantes por variável de faturação, bem como as condições de aplicação das tarifas (características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços).

<sup>80</sup> Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, o que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais.

<sup>81</sup> Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>82</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Ofertas+Comerciais&setor=Eletricidade&ano=&descricao=>.

<sup>83</sup> Trata-se do tipo de consumidor com consumo anual de 5 000 kWh, dos quais 40% em período de vazio, e potência contratada de 6,9 kVA.

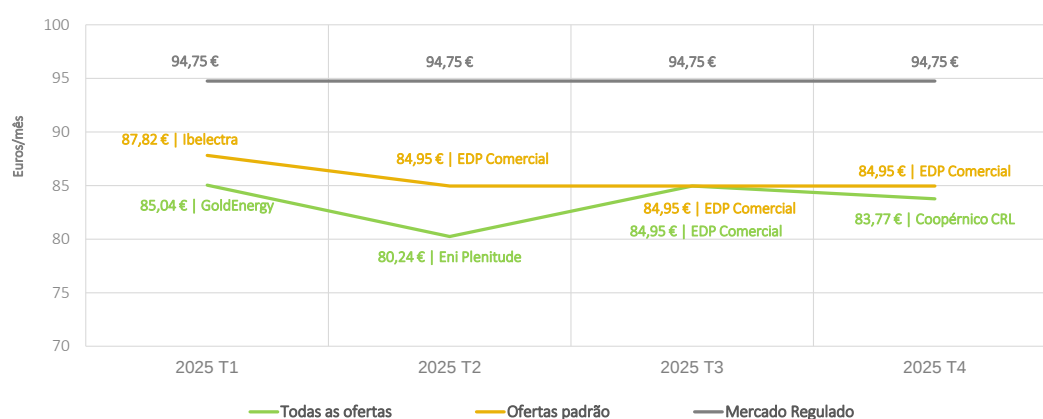
<sup>84</sup> Ofertas integradas de gás e de eletricidade.

<sup>85</sup> Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a TOS para o gás natural. A análise inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas, com fidelização e indexadas. Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

diferencial foi sempre favorável às ofertas de mercado livre, tendo-se registado, no último trimestre do ano de 2025, uma fatura de 83,77 euros/mês da oferta mais competitiva (desconto de 12% e poupança mensal de 10,98 euros face à Tarifa Regulada). Nas ofertas duais a poupança da oferta mais competitiva no final do ano de 2025 era de apenas 4%.

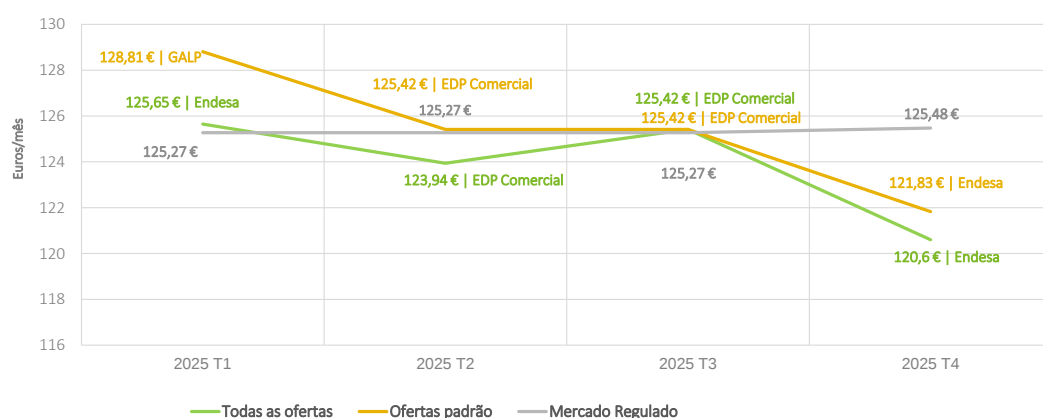
Para mais detalhe sobre as comparações para outros tipos de cliente, bem como sobre a metodologia de comparação utilizada, nomeadamente quanto ao tipo de ofertas e às componentes incluídas, pode ser consultado o [Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade do 4.º trimestre de 2025](#).

**Figura 3-43 – Fatura mensal da oferta de eletricidade mais competitiva em 2025 - consumidor tipo 2**



Fonte: dados ERSE

**Figura 3-44 – Fatura mensal da oferta dual mais competitiva em 2025 - consumidor tipo 2**



Fonte: dados ERSE

## TRANSPARÊNCIA

A ERSE disponibiliza no seu site os seguintes simuladores, que asseguram informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado:

- Comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN <sup>86</sup>;
- Potência contratada <sup>87</sup>;
- Rotulagem de eletricidade <sup>88</sup>.

A ERSE verifica a divulgação nos sites dos comercializadores das ofertas que estes praticam no mercado. Quando se verificam discrepâncias ou lacunas, nomeadamente em termos de preços ou de condições comerciais, a ERSE reserva-se o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Adicionalmente, é disponibilizada no site da ERSE uma lista interativa dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado” <sup>89</sup>, que permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

Além do simulador e da lista dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado”, a ERSE disponibiliza ainda, em formato aberto e atualizado, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais, que serve de base ao funcionamento do simulador de comparação de ofertas em BTN, garantindo o acesso à informação a todos os interessados.

Em linha com uma maior consciência crítica dos consumidores em termos de sustentabilidade ambiental, a ERSE disponibiliza no seu site o simulador de rotulagem de energia elétrica que permite auxiliar os consumidores no processo de contratação de fornecimento de energia com base na informação sobre as fontes de energia utilizadas na produção de eletricidade consumida, bem como os respetivos impactos ambientais associados. Adicionalmente, permite ordenar as ofertas comerciais pelas suas emissões totais

---

<sup>86</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>87</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/>.

<sup>88</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/>.

<sup>89</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/>.

associadas ao consumo faturado, de modo a que o consumidor possa verificar quais as ofertas menos impactantes em termos de emissão de CO<sub>2</sub>.

A ERSE mantém igualmente disponível uma calculadora da tarifa social <sup>90</sup>. É um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de eletricidade. A calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas publicadas pela ERSE.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, foram criadas condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu <sup>91</sup> regras que preveem obrigações de divulgação e de conteúdo, de forma harmonizada, das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental: a ficha contratual padronizada. A adoção da ficha contratual padronizada constituiu uma medida de promoção efetiva da concorrência, facilitando a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado retalhista de eletricidade.

No âmbito do exercício do regime equiparado <sup>92</sup>, os comercializadores devem apresentar na fatura do seu cliente o valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas. No caso de a tarifa transitória ou regulada apresentar um preço inferior ao preço praticado pelo comercializador, o cliente <sup>93</sup> poderá, a todo o tempo, rescindir o contrato de fornecimento com o comercializador e mudar para o CUR ou outro comercializador que pratique preços equiparados aos preços da tarifa transitória ou regulada <sup>94</sup>.

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes <sup>95</sup> divulgarem publicamente <sup>96</sup> as suas ofertas comerciais, bem como as condições gerais dos contratos para clientes em BTN. Adicionalmente, quando solicitado expressamente, o comercializador deve

---

<sup>90</sup> Disponível desde 2017, em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#tarifa-social>.

<sup>91</sup> [Diretiva n.º 6/2015](#), de 27 de abril.

<sup>92</sup> Aprovado pela [Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto](#) e pela [Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na sua redação atual](#).

<sup>93</sup> Aplicável a pessoas singulares ou coletivas que comprem energia elétrica para consumo próprio, com potência contratada até 41,4 kVA.

<sup>94</sup> O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado, foram aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 1/2018](#), de 3 de janeiro.

<sup>95</sup> Nos termos do artigo 378.º, n.º 3, do [RRC](#), “no caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua atividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia elétrica”.

<sup>96</sup> Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

apresentar uma proposta de fornecimento de energia elétrica no prazo máximo de oito dias úteis, no caso de clientes em BT, e no prazo máximo de 12 dias úteis, nos restantes casos, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Também consta do RRC, a obrigação de os comercializadores com mais de 50 mil clientes disponibilizarem tarifários indexados, e de os comercializadores em regime de mercado com mais de 200 mil clientes disponibilizarem tarifários dinâmicos <sup>97</sup>.

Cabe ainda referir as regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente quanto à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG e à rotulagem de energia elétrica <sup>98</sup>.

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do RRC, do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>99</sup> e do RSRI <sup>100</sup>. Todas as instalações em MAT, AT, MT e BTE e a quase totalidade das instalações em BTN estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarto-horários.

Os principais serviços das redes inteligentes incluem, nomeadamente, faturação baseada em consumos reais, minimizando estimativas, leitura real diária do consumo de cada cliente, bem como acesso aos dados de consumo real, com maior frequência e maior discriminação, através de meios eletrónicos, ou ainda a prestação de serviços de forma remota (por exemplo, a alteração da potência contratada, ativação e restabelecimento de fornecimento).

A caracterização da infraestrutura existente e o desempenho na prestação dos serviços da rede inteligente pode ser consultada no Relatório do ponto de situação sobre as redes inteligentes, publicado em 2025 pela ERSE <sup>101</sup>.

---

<sup>97</sup> Nos termos do n.º 2 e do n.º 3 do artigo 15.º do RRC.

<sup>98</sup> Nos termos dos artigos 45.º, 46.º e 54.º a 56.º do RRC.

<sup>99</sup> Aprovado pelo [Regulamento n.º 987/2025](#), de 13 de agosto, na redação atual.

<sup>100</sup> Aprovado pelo [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

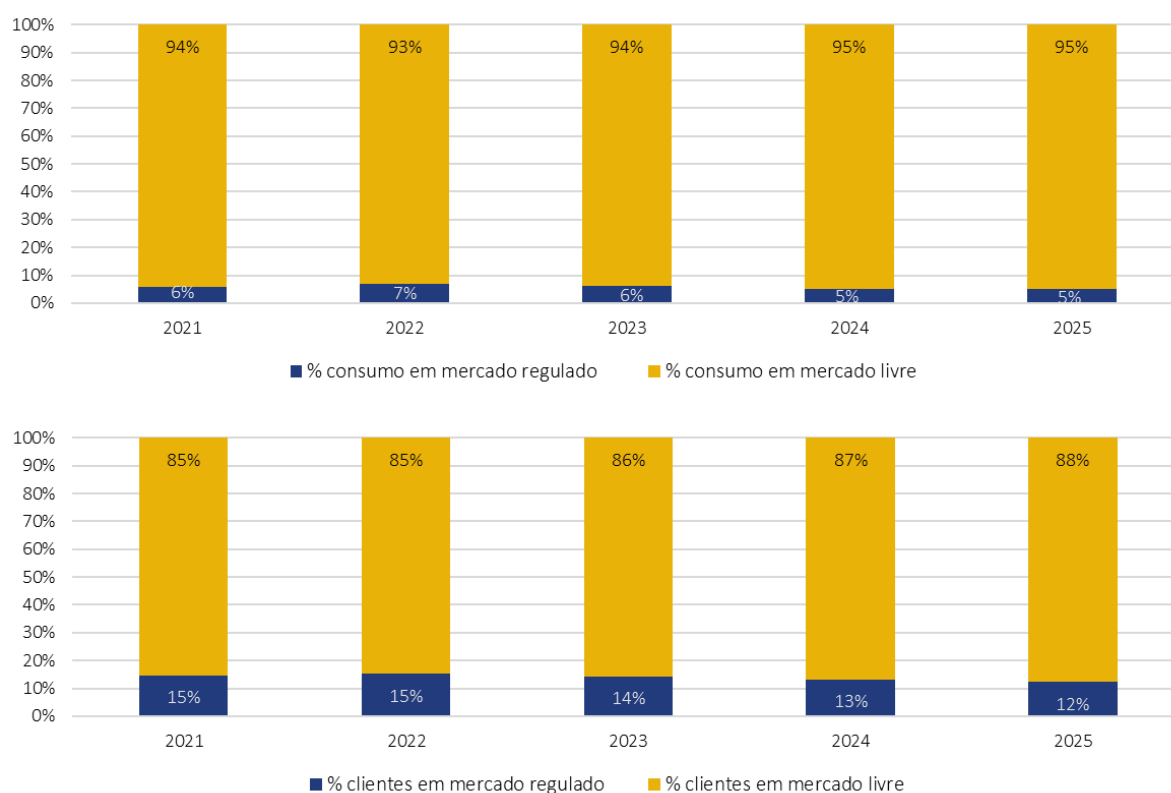
<sup>101</sup> Disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/media/o0yaryjc/relat%C3%B3rio-redes-inteligentes-2025.pdf>.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado e no mercado regulado em Portugal continental, entre 2021 e 2025, evidencia uma clara consolidação do mercado livre como o principal segmento do setor, como pode ser observado na Figura 3-45.

Em termos de consumo, o mercado liberalizado apresenta um peso largamente dominante ao longo de todo o período, representando entre 93% e 95% do consumo total. Por outro lado, o mercado regulado assume uma expressão residual, evidenciando uma tendência de redução para cerca de 5% em 2025.

**Figura 3-45 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2021 a 2025**



Fonte: dados OLMC

No que respeita ao número de clientes, verifica-se uma diminuição contínua do mercado regulado, que passa de cerca de 930 mil clientes em 2021 para menos de 810 mil em 2025, reduzindo o peso relativo de 15% para 12%. Em sentido inverso, o mercado liberalizado cresceu, tanto em termos absolutos como relativos, atingindo cerca de 5,8 milhões de clientes e 88% do total em 2025.

Importa ainda destacar que, apesar do mercado regulado representar cerca de 12% dos clientes, o seu contributo para o consumo total é de apenas 5%, uma vez que estes clientes estão associados a segmentos de menor consumo.

Na Figura 3-46, observa-se um crescimento contínuo do número de clientes no mercado liberalizado entre 2021 e 2025, tanto no segmento residencial como nos segmentos não residenciais<sup>102</sup>. O segmento dos pequenos negócios, que evidencia o crescimento mais expressivo, teve um aumento de 4% no mercado livre.

---

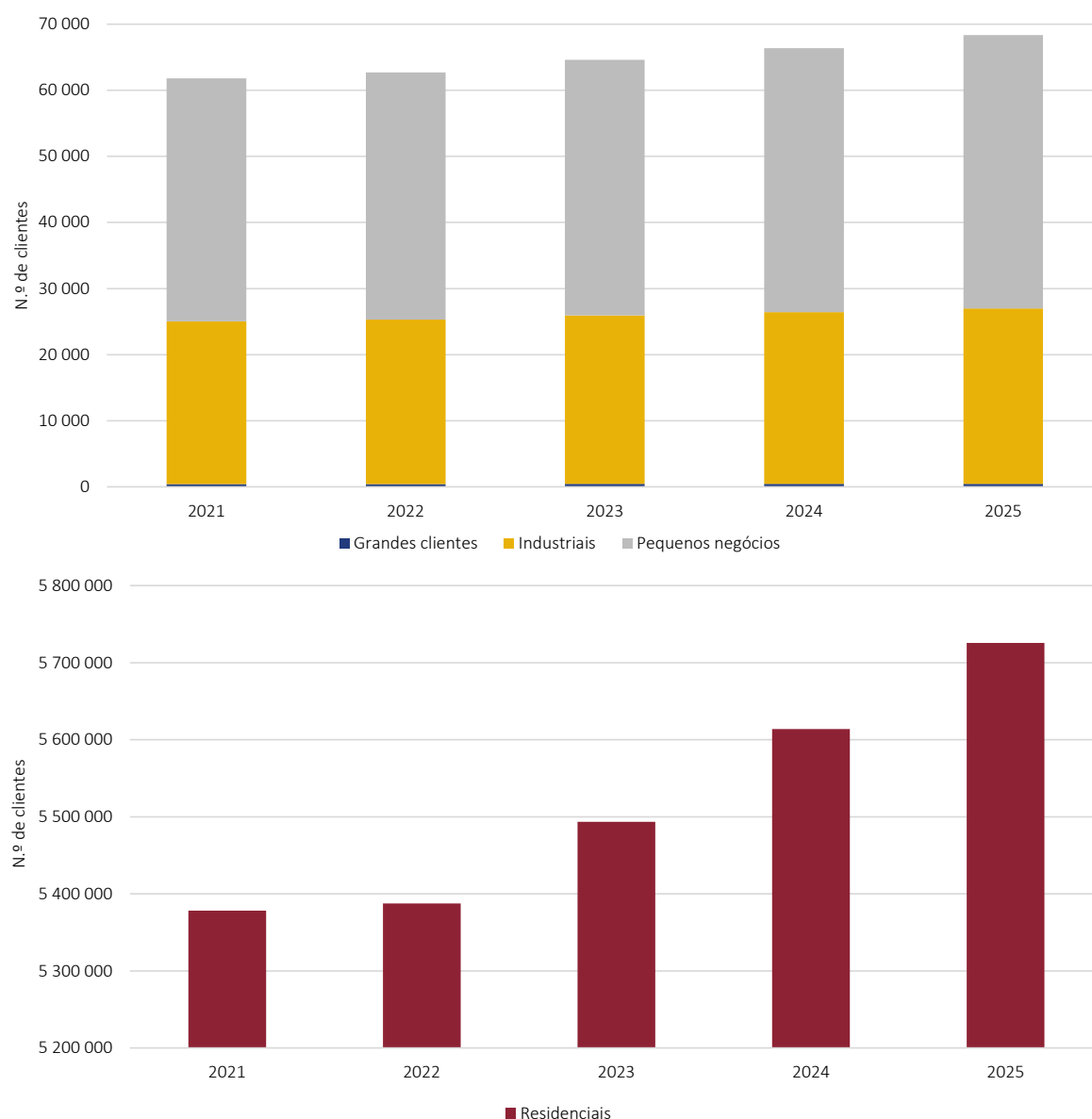
<sup>102</sup> Residenciais - conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em baixa tensão, com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW (BTN, baixa tensão normal).

Pequenos negócios - conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em baixa tensão, com potência contratada superior a 41,4 kW (BTE, baixa tensão especial).

Industriais - conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de média tensão (MT).

Grandes consumidores - conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de muito alta tensão (MAT) e de alta tensão (AT).

Figura 3-46 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2021 a 2025

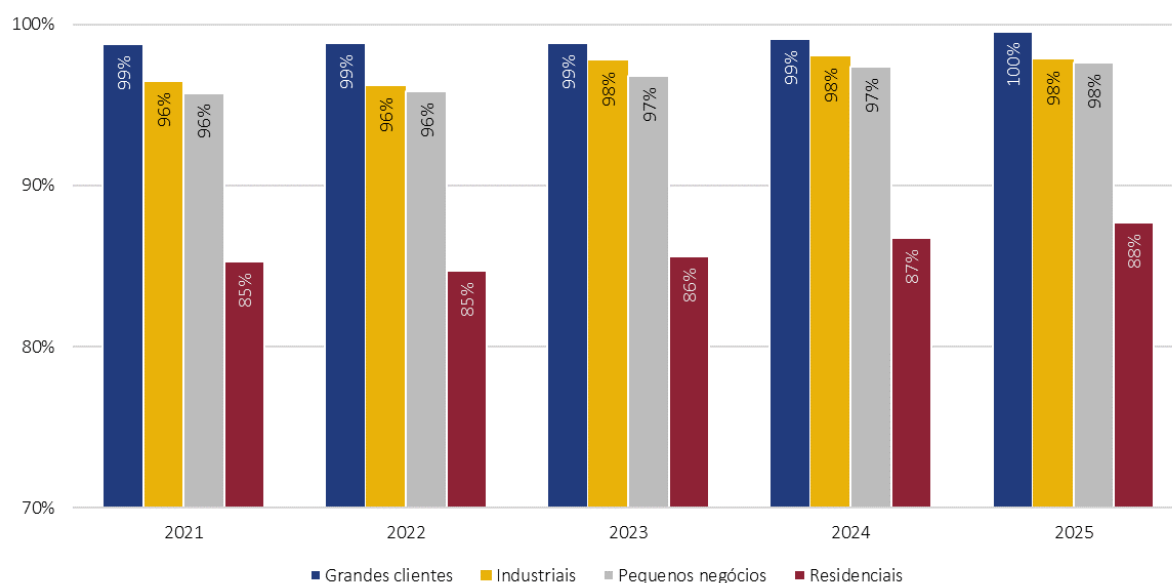


Fonte: dados OLMC

A penetração do mercado liberalizado em cada segmento de clientes, em consumo, é apresentada na Figura 3-47. Em 2025, a quase totalidade do consumo nos segmentos de grandes clientes, de clientes industriais e de pequenos negócios foi assegurada por comercializadores em mercado livre.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de este ser o segmento de clientes com a menor penetração no mercado liberalizado, observa-se uma evolução positiva ao longo do período, com o grau de penetração a aumentar de cerca de 85% em 2021 para 88% em 2025.

Figura 3-47 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2021 a 2025

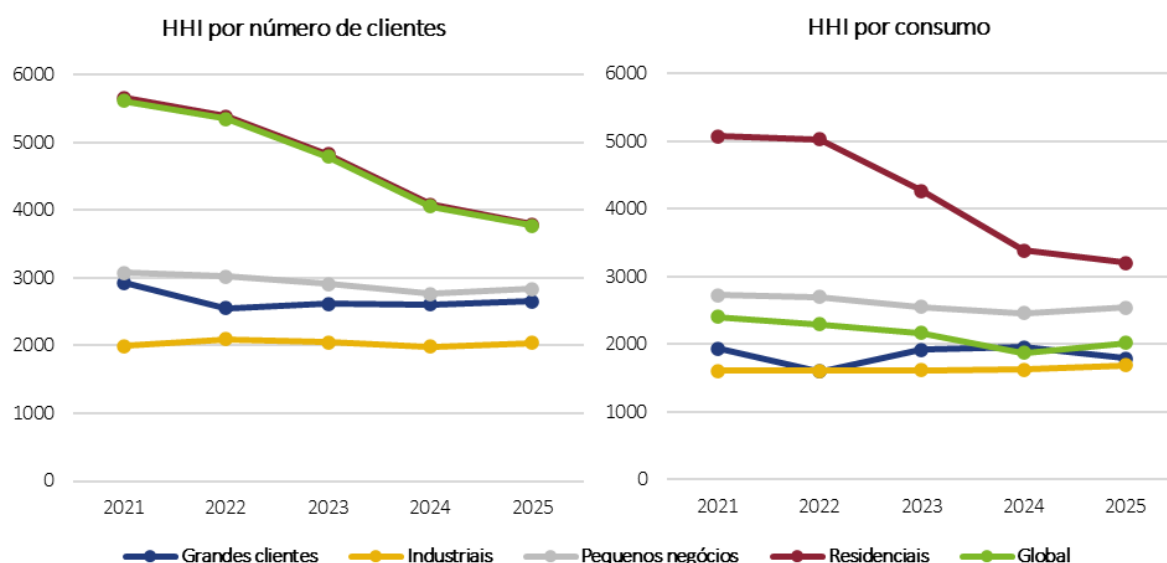


Fonte: dados OLMC

No mercado liberalizado, a análise por segmentos permite verificar que, em 2025, os segmentos de grandes clientes e de clientes industriais são os mais disputados, quer em número de clientes, quer em consumo, apresentando os menores valores de HHI. O segmento de clientes residenciais é o mais concentrado.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global mantém-se elevada em 2025, sobretudo devido ao segmento residencial. Ainda assim, observa-se desde 2021 uma tendência decrescente do HHI, particularmente em termos de número de clientes, conforme apresentado na Figura 3-48.

Figura 3-48 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2021 a 2025 (HHI)

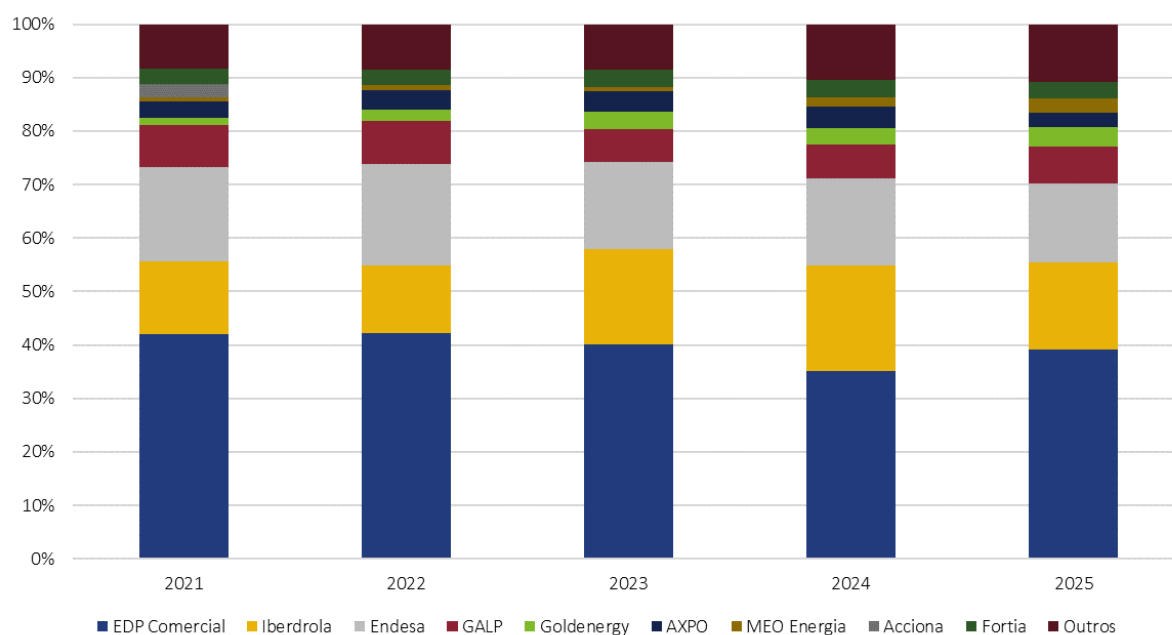


Fonte: dados OLMC

A aposta de cada comercializador em termos do seu foco comercial traduz-se na evolução das quotas de mercado, em consumo e em número de clientes, por segmento. A elevada quota de mercado da EDP Comercial, principal operador no mercado da eletricidade, em especial no segmento de consumidores residenciais, é o fator que mais contribui para a concentração do mercado. Este comercializador representou, em 2025, cerca de 38% do consumo dos fornecimentos de eletricidade em mercado, conforme se pode ver pela Figura 3-49.

Ainda assim, é de referir que o comercializador dominante, a EDP Comercial, registou uma perda de 4 p.p. da sua quota de mercado, relativamente a 2021.

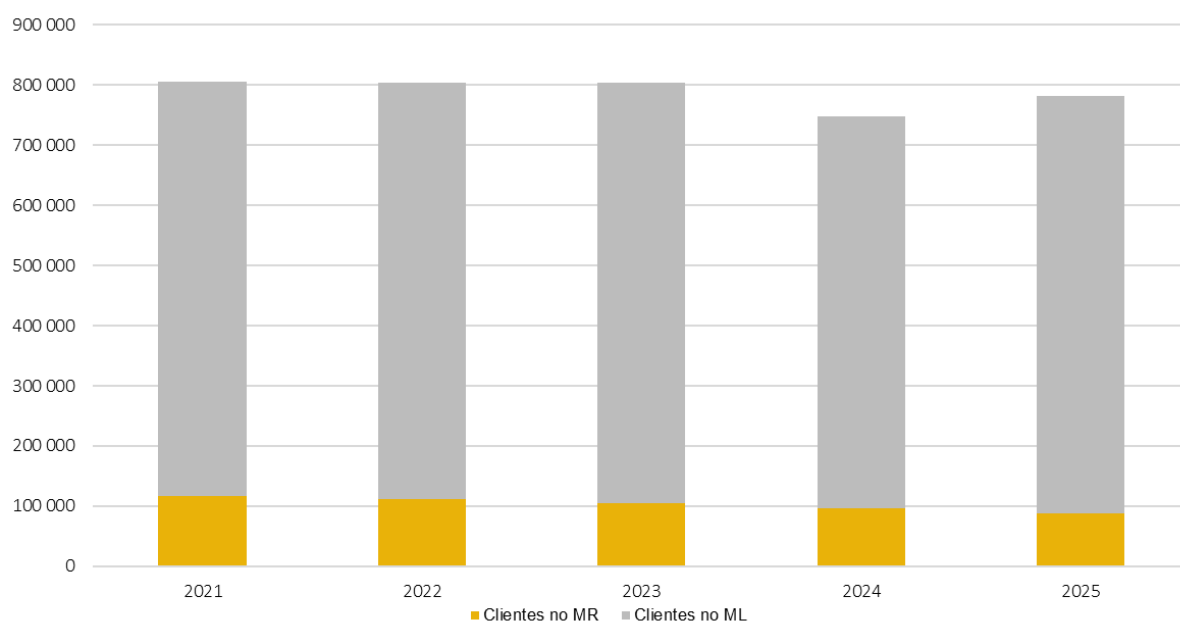
**Figura 3-49 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2021 a 2025**



Fonte: dados OLMC

No final de 2025, existiam cerca de 780 mil consumidores de eletricidade abrangidos pela tarifa social: perto de 90 mil no mercado regulado e mais de 690 mil no mercado liberalizado. No global, cerca de 12% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental beneficiam da tarifa social. A evolução recente do número de clientes abrangidos pela tarifa social pode ser observada na Figura 3-50.

Figura 3-50 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2021 a 2025



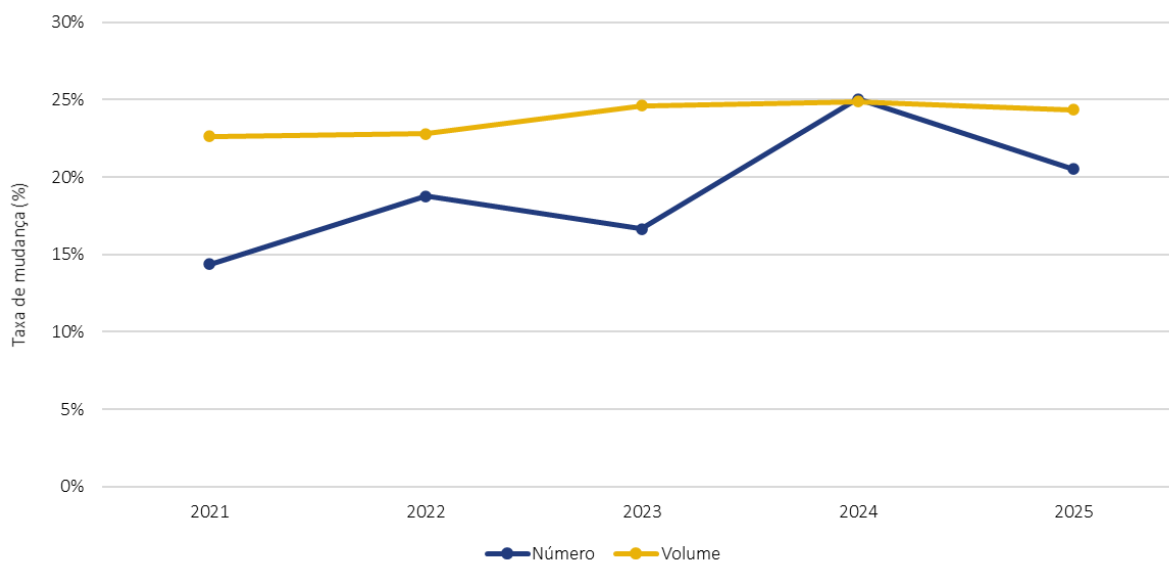
Fonte: dados dos comercializadores

Em 2025, as taxas de mudança de comercializador <sup>103</sup> continuaram elevadas, embora com ligeira redução face a 2024, situando-se em cerca de 21% dos consumidores de eletricidade que mudaram de fornecedor e em 24% em termos de consumo (*vide* Figura 3-51).

Apesar da descida face ao pico de 2024, mantém-se um nível elevado de mudança de comercializador, evidenciando uma pressão competitiva consistente no mercado retalhista de eletricidade ao longo do período em análise.

<sup>103</sup> As taxas de mudança de comercializador em número de clientes são calculadas pelo somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2025 a dividir pelo número médio de clientes em Portugal continental durante o mesmo ano. As taxas de mudança em consumo são calculadas de maneira similar, ou seja, pelo consumo associado ao somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2025 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

Figura 3-51 – Mudança de comercializador, 2021 a 2025



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza, no seu site, uma análise evolutiva do mercado retalhista <sup>104</sup>, em formato de relatório mensal, no qual são evidenciadas as questões de pressão competitiva em cada um dos segmentos que o compõem.

### 3.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

#### PREÇOS DE FORNECIMENTO

No decurso de 2025, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos previstos no artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação anual das tarifas e preços para a energia elétrica vigentes em 2025, através da [Diretiva n.º 2/2025](#), de 10 de janeiro.

<sup>104</sup>Disponível em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

Adicionalmente, no que respeita às tarifas aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, a ERSE aprovou os respetivos preços através da [Diretiva n.º 8/2025](#), de 30 de julho, na sequência da decisão de aceitação do regime de auxílios de Estado, pela Comissão Europeia, que ocorreu em 24 de abril de 2025 <sup>105</sup>.

#### **REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

Desde 1 de janeiro de 2013 <sup>106</sup>, que as tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, publicadas pela ERSE para Portugal continental <sup>107</sup>, têm um carácter transitório <sup>108</sup>.

O CUR assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado <sup>109</sup>, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas na lei <sup>110</sup>, designadamente, em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado liberalizado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização.

Adicionalmente, estas tarifas são aplicáveis em todas as situações em que, após a extinção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do respetivo nível de tensão, os clientes continuem a ser fornecidos pelo CUR.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

No decorrer de 2025 não foram desenvolvidas novas medidas específicas para a promoção da concorrência efetiva, no entanto, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanha esta matéria, tanto mais que este é um elemento essencial ao regular funcionamento dos mercados.

---

<sup>105</sup> [State Aid SA.111450 – Portugal Electricity levy reduction for energy-intensive users in Portugal](#)», Comissão Europeia, 24 de abril de 2025, disponível em <https://competition-cases.ec.europa.eu/search?search=SA.111450>.

<sup>106</sup> Nos termos do [Decreto-Lei n.º 75/2012](#), de 26 de março.

<sup>107</sup> As disposições relativas ao mercado organizado, bem como as relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, não se aplicam às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nos termos da derrogação prevista no artigo 66.º da Diretiva (EU) 2019/944/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

<sup>108</sup> Em 2025, nos termos previstos no artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

<sup>109</sup> Aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na sua redação atual.

<sup>110</sup> Nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, com densificação no RRC.

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### DÉFICE TARIFÁRIO

Nas tarifas de 2009, e de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, bem como o sobrecusto com a aquisição de energia a produtores de energia elétrica, através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, relativo a 2009.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos dos cinco anos seguintes, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73.º-A.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido, prolongando até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação, de acordo com o n.º 8 do referido artigo 73.º-A. Em 2020, este mecanismo foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, permitindo que a transferência intertemporal da recuperação, através das tarifas, do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica, através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, possa ocorrer num período máximo de cinco anos, até 31 de dezembro de 2025. De referir que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar a possibilidade de transferência intertemporal a todos os CIEG, independentemente da sua natureza.

Nos anos de 2022 e de 2023, não ocorreu o diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores de energia elétrica, através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, com remuneração garantida. No entanto, em 2024 e 2025 voltou a registar-se o diferimento daqueles sobrecustos.

Os saldos finais em dívida, em 2025, das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico encontram-se apresentados no Quadro 3-11.

Quadro 3-11– Défice tarifário, 2025

|                                       | Saldo em dívida em 2025<br>(10 <sup>3</sup> EUR) |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2024 | 1 314 957                                        |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2025 | 273 729                                          |
| <b>Total</b>                          | <b>1 588 686</b>                                 |

### 3.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no SEN são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização <sup>111</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura de eletricidade.

#### 3.3.1 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

##### GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência era enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a qual suspendeu a modalidade de incentivo à disponibilidade para constituição de reserva de segurança aplicável a produtores térmicos, que não se encontrassem nas situações previstas no artigo 3.º da referida Portaria.

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de garantia de potência aplicava-se a:

- Centros eletroprodutores hídricos, cuja licença de produção tivesse sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou aos que fossem parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtivessem a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013;

<sup>111</sup> Conforme estabelecido no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e nas alíneas b), s) e w) do n.º 2 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 130/2014, de 29 de agosto, na sua redação atual.

- Centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tivessem obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.

A Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, revogou a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com efeito nos incentivos referentes a 2020 dos produtores hídricos com elegibilidade para receber incentivo ao investimento, reconhecida até 2019, cuja repercussão tarifária ocorreria no ano de 2021, sem prejuízo das exceções abaixo referidas. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II).

O regime transitório definido na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, estabeleceu que serão pagos os incentivos ao investimento relativos a centros eletroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020.

Adicionalmente, foi introduzida uma exceção no regime transitório previsto na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, para os casos em que o incentivo à garantia de potência esteja contratualmente assegurado.

Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e do Alto Tâmega, todos da Iberdrola.

Relativamente às centrais de Daivões e Gouvães, que já foram reconhecidas como elegíveis para receber o incentivo, a ERSE emitiu, em abril de 2025, o parecer previsto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, respeitante aos incentivos de 2023 e 2024. Ao abrigo do mesmo artigo, emitiu parecer em maio de 2025, respeitante ao incentivo de 2025. Os incentivos respeitantes a 2023 e 2024 foram homologados através do Despacho n.º 342/MAEN/2025 e o incentivo referente a 2025 foi homologado pelo Despacho n.º 341/MAEN/2025, ambos exarados a 14 de outubro pela Ministra do Ambiente e Energia.

No que respeita ao ano de 2023, foi detetada a necessidade de retificar o montante da central de Gouvães, tendo sido emitido um Despacho de aprovação dos montantes do incentivo à garantia de potência com valores que não são os finais. A ERSE emitiu um parecer retificativo a 27 de novembro de 2025, que aguarda ainda homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. A retificação agora efetuada resulta numa alteração do incentivo da central de Gouvães em 2023 de 10,164 milhões de euros para 9,910 milhões de euros.

Uma vez que o montante de 2023 do incentivo à garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães foi repercutido provisoriamente nas tarifas de 2025, com um valor igual ao da homologação pelo Despacho

n.º 342/MAEN/2025, procedeu-se no exercício tarifário de 2026 ao ajustamento nos proveitos do GGS que resulta da retificação acima mencionada.

Para além desta retificação ao montante de 2023, no presente exercício tarifário, foram repercutidos os montantes de 2024 e 2025, acrescidos dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012. Em concreto, os montantes a repercutir em 2026 de incentivos das centrais de Daivões e Gouvães são:

- 0,254 milhões de euros, referentes a 2023, a devolver pelo GGS, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2024, bem como dos juros tarifários de 2025 para 2026 aplicáveis no ajustamento destes montantes efetuado nos proveitos do GGS de 2026;
- 11,3 milhões de euros, referentes a 2024, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2025, num total de 11,7 milhões de euros;
- 11,3 milhões de euros, referentes a 2025, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2026, num total de 11,6 milhões de euros.

Tendo sido obtida a homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, os montantes dos incentivos de 2023, 2024 e 2025 devem ser transferidos por parte do GGS para a Iberdrola.

Relativamente ao reconhecimento de elegibilidade da central do Alto Tâmega para receber o incentivo à garantia de potência e a aprovação do montante do incentivo para o primeiro ano (2024), a ERSE emitiu em abril de 2025 o parecer previsto n.º 2 do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. O montante do incentivo para 2024 (1,173 milhões de euros) foi homologado através do Despacho n.º 340/MAEN/2025, de 14 de outubro, e foi repercutido nos proveitos da atividade de GGS, acrescido dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, tendo por referência o exercício tarifário de 2025, num total de 1,218 milhões de euros.

Face ao exposto, os proveitos de 2026 da atividade de GGS consideram a repercussão de 24,2 milhões de euros na parcela de custos com mecanismos de capacidade, que dizem respeito aos incentivos à garantia de potência das centrais do Alto Tâmega (2024), de Daivões (2024 e 2025) e de Gouvães (acerto de 2023, 2024 e 2025).

**RESERVA DE SEGURANÇA**

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, prevê a existência de mecanismos de capacidade que permitam ao gestor global do SEN garantir a segurança do abastecimento e assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade, através de uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores, dos sistemas de armazenamento e de serviços de resposta da procura.

Para efeitos de constituição da reserva de segurança, através da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, e em conformidade com as orientações da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, implementou-se um mecanismo de leilão, que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados em mercado para garantir a reserva de segurança do SEN.

Relativamente a 2025, não ocorreu a realização do leilão da reserva de segurança, considerando o determinado pela Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril e a evolução do enquadramento legislativo europeu, em particular o Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943, no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, no que aos mecanismos de capacidade se refere.

Assim, para o ano de 2025, não foram celebrados quaisquer contratos de disponibilidade relativos ao regime de reserva de segurança, pelo que não foi registado qualquer custo para o SEN relativo à prestação deste serviço.

**Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR)**

A operacionalização do mercado de BmFRR, tal como fixado no MPGGS, é feita através de um leilão competitivo, aberto a todos os produtores de energia elétrica, consumidores de energia elétrica e a instalações de armazenamento, devidamente habilitados para o efeito. São elegíveis, para a prestação do serviço de BmFRR, instalações de produção, instalações de consumo e instalações de armazenamento, desde que ligadas em MAT, AT ou MT, com potência elegível igual ou superior a 1 MW.

No dia 29 de maio de 2025, foi realizado o quinto leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR JUN-2025, produto mensal para as 2 880 quarto-horas do mês de junho de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR TRIM03-2025, produto trimestral para as 8 832 quarto-horas do 3.º trimestre de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR JUL-2025, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de julho de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR AGO-2025, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de agosto de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR SET-2025, produto mensal para as 2 880 quarto-horas do mês de setembro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- Para o produto BmFRR JUN-2025, uma potência de 100 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 19 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 7,99 EUR/MW/quarto-hora;
- Para o produto TRIM03-2025, uma potência de 100 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 23 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 8 EUR/MW/quarto-hora;
- Para o produto BmFRR JUL-2025, uma potência de 93 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 15 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 93% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- Para o produto BmFRR AGO-2025, uma potência de 56 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 12 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 56% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR SET-2025, uma potência de 100 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 16 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 8,99 EUR/MW/quarto-hora.

No dia 4 de setembro de 2025, foi realizado o sexto leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR TRIM04-2025, produto trimestral para as 8 836 quarto-horas do 4.º trimestre de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR OUT-2025, produto mensal para as 2 980 quarto-horas do mês de outubro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR NOV-2025, produto mensal para as 2 880 quarto-horas do mês de novembro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR DEZ-2025, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de dezembro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- Para o produto TRIM04-2025, uma potência de 150 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 21 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- Para o produto BmFRR OUT-2025, uma potência de 66 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 7 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 66% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- Para o produto BmFRR NOV-2025, uma potência de 69 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 6 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 69% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR DEZ-2025, não houve adjudicação.

Nos dias 17 e 18 de dezembro de 2025, foi realizado o sétimo leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR ANO-2026, produto anual para as 35 040 quarto-horas do ano de 2026, com uma procura requerida pelo ORT de 300 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 11 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR TRIM01-2026, produto trimestral para as 8 636 quarto-horas do 1.º trimestre de 2026, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR JAN-2026, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de janeiro de 2026, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR FEV-2026, produto mensal para as 2 688 quarto-horas do mês de fevereiro de 2026, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR MAR-2026, produto mensal para as 2 972 quarto-horas do mês de março de 2026, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- BmFRR ANO-2026, uma potência de 300 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 30 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10,49 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR TRIM01-2026, uma potência de 132 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 11 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 88% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR JAN-2026, uma potência de 22 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 2 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 15% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR FEV-2026, uma potência de 22 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 2 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 15% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR MAR-2026, uma potência de 26 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 2 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 26% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora.

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo de eletricidade, referida à capacidade de produção instalada, aumentou em 2025, para 61%, face ao valor verificado em 2024 (57%). Este facto resulta de uma redução (341 MW) da ponta de consumo e do aumento (964 MW) da potência instalada. Note-se que a ponta de consumo ocorre tipicamente em período noturno do inverno, pelo que o reforço da potência instalada através de tecnologia fotovoltaica pode não contribuir diretamente para a cobertura efetiva da ponta.

Por outro lado, verificou-se um aumento da percentagem de centrais despacháveis no total da capacidade de produção instalada <sup>112</sup>. Efetivamente, o saldo positivo de potência instalada (964 MW) face ao ano anterior é semelhante ao acréscimo de potência habilitada a prestar serviços de sistema (863 MW).

Um sinal do dinamismo do setor elétrico, que se observa no final de 2025, é a potência (banda) de cerca de 1 250 MW em centrais renováveis solares e eólicas, incluindo baterias, habilitada a participar nos mercados de balanço. No ano anterior, este valor era de cerca de 375 MW.

A evolução da potência instalada, incluindo baterias, da potência máxima anual e da potência de centrais despacháveis e não despacháveis é apresentada no Quadro 3-12 <sup>113</sup>.

---

<sup>112</sup> Conceito associado a centrais habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema. Por outro lado, o artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, prevê como controláveis (sujeitas a ajustamento da potência ativa injetada na RESP por instrução do GGS) todos os centros eletroprodutores ou instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW, bem como as UPAC que prevejam injetar excedentes superiores a 1 MVA.

<sup>113</sup> A potência total instalada, correspondente à potência de ligação, inclui na parcela de baterias apenas o armazenamento autónomo.

Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN

|                                                            | 2024<br>(MW)  | 2025<br>(MW)  | Variação      |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Potência total instalada</b>                            | <b>22 836</b> | <b>23 800</b> | <b>4,22%</b>  |
| Potência renovável                                         | 18 385        | 19 360        | 5,30%         |
| Potência não renovável                                     | 4 444         | 4 421         | -0,52%        |
| Baterias                                                   | 7             | 19            | 171,43%       |
| <b>Potência máxima anual</b>                               | <b>9 739</b>  | <b>9 398</b>  | <b>-3,50%</b> |
| <b>Margem de capacidade</b>                                | <b>13 097</b> | <b>14 402</b> | <b>9,96%</b>  |
| <b>Margem de capacidade /<br/>Potência total instalada</b> | 57%           | 61%           |               |
| <b>Centrais Despacháveis</b>                               | <b>12 126</b> | <b>12 989</b> | <b>7,12%</b>  |
| <b>Centrais Não Despacháveis</b>                           | <b>10 711</b> | <b>10 811</b> | <b>0,93%</b>  |

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento, ocorrida em 2025, é apresentada no Quadro 3-13, sendo de notar que o carregamento para armazenamento inclui a contribuição de duas parcelas: o “consumo” de bombagem e o “consumo” de baterias.

Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo

|                                      | 2024<br>(GWh) | 2025<br>(GWh) | Variação    |
|--------------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| <b>Produção total</b>                | <b>45 686</b> | <b>48 878</b> | <b>7%</b>   |
| Produção renovável                   | 40 572        | 41 004        | 1%          |
| Produção não renovável               | 5 114         | 7 874         | 54%         |
| <b>Saldo importador</b>              | <b>10 465</b> | <b>9 291</b>  | <b>-11%</b> |
| <b>Carregamento de armazenamento</b> | <b>-4 744</b> | <b>-5 125</b> | <b>8%</b>   |
| <b>Consumo final total</b>           | <b>51 407</b> | <b>53 044</b> | <b>3,2%</b> |

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2025 se situou em 53,04 TWh, o que representa um aumento, face ao ano anterior, de 3,2% <sup>114</sup> (de 2,2%, considerando as correções dos efeitos de temperatura e número de dias úteis).

O Quadro 3-14 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

**Quadro 3-14 - Evolução do consumo por nível de tensão**

| (GWh)                   | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Muito Alta Tensão (MAT) | 2 242         | 2 368         | 2 514         | 2 531         |
| Alta Tensão (AT)        | 6 862         | 6 677         | 6 889         | 6 724         |
| Média Tensão (MT)       | 14 898        | 14 701        | 14 734        | 14 929        |
| Baixa Tensão (BT)       | 21 504        | 22 245        | 22 437        | 24 019        |
| <b>Total</b>            | <b>45 505</b> | <b>45 991</b> | <b>46 574</b> | <b>48 202</b> |

Fonte: dados E-REDES

Em 2025 verificaram-se boas condições hidrológicas, com um índice de produtividade hidroelétrica <sup>115</sup> de 1,31, o que representa um aumento do índice em relação a 2024 (que se situou em 1,16). Em termos de fontes renováveis, as centrais hidroelétricas abasteceram 27% do consumo final, valor ligeiramente inferior ao verificado no ano anterior <sup>116</sup>. A restante produção renovável manteve uma quota equivalente à do ano anterior, ainda que com aumento da produção solar.

As centrais térmicas não renováveis aumentaram o seu contributo face a 2024, assegurando, em 2025, uma quota de cerca de 14,6%, com 14,2% a partir de centrais a gás natural e 0,4% a partir de outras fontes não renováveis. O aumento da quota não renovável na produção de energia elétrica deveu-se

<sup>114</sup> Considerando a produção para autoconsumo estimada para 2025 (Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis, da DGEG - abril de 2026), o consumo bruto de eletricidade cresceu aproximadamente 3,9%, sendo que parte desta produção para autoconsumo corresponde a um consumo que não usa a RESP. Os valores publicados pela DGEG incluem também a contribuição referente às Regiões Autónomas.

<sup>115</sup> Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação àquela que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

<sup>116</sup> Produção a partir do caudal natural, face ao consumo referido à emissão, adicionado do consumo líquido do processo de armazenamento.

essencialmente ao período após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, como medida de reforço da segurança e estabilidade do SEN.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 9 291 GWh, equivalente a 18% do consumo, não se verificando o reforço da tendência importadora dos anos mais recentes. Este valor foi impactado pelo período após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, no qual a interligação foi operada temporariamente com restrições, limitando a capacidade de interligação, sobretudo no sentido importador.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia primária é apresentada no Quadro 3-15. Adicionalmente, importa referir que os dados no Quadro 3-15 não contemplam o consumo abastecido através de autoconsumo (incluindo o abastecido através da RESP), o qual atingiu em 2025 o valor estimado de 2 225 GWh <sup>117</sup>, ou seja, 4% do consumo nacional.

**Quadro 3-15 – Repartição da produção elétrica por fonte de energia primária <sup>118</sup>**

|                               | 2024         | 2025         |
|-------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Produção renovável</b>     | <b>88,8%</b> | <b>83,9%</b> |
| Hídrica                       | 40,2%        | 38,0%        |
| Eólica                        | 31,0%        | 27,6%        |
| Biomassa                      | 6,9%         | 5,7%         |
| Solar                         | 10,7%        | 12,5%        |
| <b>Produção não renovável</b> | <b>11,2%</b> | <b>16,1%</b> |
| Gás natural                   | 10,7%        | 15,6%        |
| Outros                        | 0,5%         | 0,5%         |

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual do consumo final referido à emissão, e a sua variação em relação ao ano anterior, é apresentada no quadro seguinte. No tocante à potência máxima solicitada à RESP em 2025,

<sup>117</sup> Considerando a produção estimada para autoconsumo de 2 900 GWh no ano de 2025 (Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis, da DGEG – abril de 2026) e o excedente de 675 GWh (Fonte: DGEG e E-REDES). Os valores publicados pela DGEG incluem também a contribuição referente às Regiões Autónomas.

<sup>118</sup> A hídrica inclui a produção a partir do caudal natural, face ao consumo referido à emissão, adicionado do consumo líquido do processo de armazenamento. A eólica inclui *on-shore* e *off-shore*.

esta ocorreu no dia 3 de dezembro, atingindo o valor de 9 398 MW o que, face ao máximo histórico (ponta de 2021), representou uma diminuição de 485 MW (4,9%).

**Quadro 3-16 – Potência máxima anual do consumo final referido à emissão**

| Ano  | Dia    | Potência (MW) | Variação (%) |
|------|--------|---------------|--------------|
| 2021 | 12/jan | 9 883         |              |
| 2022 | 26/jan | 8 595         | -13,0        |
| 2023 | 26/jan | 9 362         | 8,9          |
| 2024 | 08/jan | 9 739         | 4,0          |
| 2025 | 03/dez | 9 398         | -3,5         |

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada, no final de cada ano, é apresentada no Quadro 3-17, não incluindo a potência instalada para produção em autoconsumo de aproximadamente 2 500 MW <sup>119</sup>. No final de 2025, a potência instalada no SEN era de 23 800 MW <sup>120</sup>. Em termos da ligação à rede, esta potência encontra-se sobretudo em instalações ligadas à RNT (70%), com os restantes 30% ligados à RND e às redes de distribuição em baixa tensão. A potência comprometida para novas ligações à rede é de aproximadamente 12 200 MW <sup>121</sup>.

<sup>119</sup> Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis, da DGEG - abril de 2026. Os valores publicados pela DGEG incluem também a contribuição referente às Regiões Autónomas.

<sup>120</sup> A potência total instalada, correspondente à potência de ligação, inclui na parcela de baterias apenas o armazenamento autónomo.

<sup>121</sup> Valor estimado da potência que já se encontra atribuída/comprometida para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à RESP (estão em fase de licenciamento/construção). Não inclui UPAC/UPP, nem o remanescente das descativações efetuadas pela DGEG.

Quadro 3-17 – Potência instalada do parque eletroprodutor <sup>122</sup>

|                             | 2024<br>(MW)  | 2025<br>(MW)  | Varição<br>(MW) |
|-----------------------------|---------------|---------------|-----------------|
| <b>PARQUE RENOVÁVEL</b>     | <b>18 385</b> | <b>19 360</b> | <b>975</b>      |
| Hídrico                     | 8 385         | 8 385         | 0               |
| Eólico                      | 5 408         | 5 444         | 36              |
| Biomassa                    | 707           | 692           | -15             |
| da qual Cogeração           | 352           | 343           | -9              |
| Solar                       | 3 885         | 4 839         | 954             |
| <b>PARQUE NÃO RENOVÁVEL</b> | <b>4 444</b>  | <b>4 421</b>  | <b>-23</b>      |
| Gás natural                 | 4 419         | 4 396         | -23             |
| da qual Cogeração           | 590           | 567           | -23             |
| Outros                      | 25            | 25            | 0               |
| da qual Cogeração           | 25            | 25            | 0               |
| <b>BATERIAS</b>             | <b>7</b>      | <b>19</b>     | <b>12</b>       |
| <b>Total Armazenamento</b>  | <b>3592</b>   | <b>3604</b>   | <b>12</b>       |
| Bombagem                    | 3585          | 3585          | 0               |
| Baterias                    | 7             | 19            | 12              |
| <b>TOTAL</b>                | <b>22 836</b> | <b>23 800</b> | <b>964</b>      |

Fonte: dados REN

#### LISTA DE INVESTIMENTOS RELEVANTES NA RNT E EXTENSÃO DAS REDES DO SEN

Em 2025, os principais desenvolvimentos da RNT foram os seguintes:

- novas linhas Feira–Ribeira de Pena, Fafe–Pedralva, o troço da linha Feira–Lavos junto a Lavos, a abertura da Linha Pedralva–Famalicão, para ligação à nova Subestação de Ponte de Lima, bem como a linha Estremoz–Alandroal, destinada ao fornecimento de energia ao novo corredor ferroviário;
- nova Subestação de Ponte de Lima, que facilitará o estabelecimento de uma nova interligação com Espanha.

<sup>122</sup> A potência em eólica inclui *on-shore* e *off-shore*. A potência em gás natural inclui a central termoelétrica de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, ainda que a mobilização e operação dos grupos da central sejam efetuadas quando estejam esgotadas as soluções de mercado do lado da produção. A potência total instalada, correspondente à potência de ligação, inclui na parcela de baterias apenas o armazenamento autónomo.

O Quadro 3-18 apresenta a evolução da extensão das redes de transporte e de distribuição (em Portugal continental e excluindo a rede de BT explorada por operadores de rede exclusivamente em BT), por nível de tensão.

A tipologia aérea corresponde a 99% da rede de MAT, enquanto na distribuição, esta proporção assume os valores 94%, 79% e 77% das redes em AT, MT e BT, respetivamente.

**Quadro 3-18 - Extensão e tipologia das redes de transporte e de distribuição**

| (km)                          | 2022           | 2023           | 2024           | 2025           |
|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Rede de transporte</b>     |                |                |                |                |
| Muito Alta Tensão (MAT)       | <b>9 424</b>   | <b>9 409</b>   | <b>9 661</b>   | <b>9 895</b>   |
| da qual subterrânea/submarina | 1%             | 1%             | 1%             | 1%             |
| <b>Rede de distribuição</b>   | <b>232 089</b> | <b>234 669</b> | <b>236 137</b> | <b>237 751</b> |
| Alta Tensão (AT)              | 9 637          | 9 674          | 9 771          | 9 780          |
| da qual subterrânea           | 6%             | 6%             | 6%             | 6%             |
| Média Tensão (MT)             | 74 701         | 75 047         | 75 442         | 75 853         |
| da qual subterrânea           | 20%            | 20%            | 21%            | 21%            |
| Baixa Tensão (BT)             | 147 751        | 149 948        | 150 924        | 152 118        |
| da qual subterrânea           | 23%            | 23%            | 23%            | 23%            |

Fonte: dados REN e dados E-REDES

### 3.3.3 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico durante 2025, não houve desenvolvimentos significativos. Quanto à central termoelétrica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, devido ao atraso do procedimento concorrencial para a manutenção em serviço da mesma, e face às conclusões do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2025 a 2040 (RMSA-E 2024) sobre a necessidade de reserva de potência no SEN, entrou em vigor, a 30 de março de 2024, o Acordo de Prestação Transitória de Serviços pela Central da Tapada do Outeiro, celebrado entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e a Turbogás. Mantendo-se os pressupostos que lhe deram origem, este acordo, inicialmente previsto até março de 2025, foi prorrogado até março de 2026, e já em 2026 foi prorrogado de novo até ao final de 2026.

Esse acordo prevê que a mobilização e operação dos grupos da Central devem ser efetuadas quando estejam esgotadas as soluções de mercado do lado da produção.

Os acréscimos de potência no SEN foram essencialmente em parques solares. Em concreto, dos 964 MW de potência adicional ligada ao SEN, a potência solar perfaz 954 MW, destacando-se as centrais de Margalha, Douro Solar, Carregado e Germunde, com 124 MW, 100 MW, 50 MW e 42 MW, respetivamente. Acrescem a este valor de 964 MW de potência adicional ligada ao SEN, cerca de 320 MW de potência adicional instalada para produção solar em autoconsumo <sup>123</sup>.

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada em centros eletroprodutores de fontes de energia renovável, o mais recente RMSA-E 2025 tem como base os cenários em estudo no âmbito da revisão do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), concretizando-se nos valores indicados no Quadro 3-19 (para o cenário “Conservador”). No que respeita ao armazenamento (sem incluir a hídrica reversível), a capacidade prevista é de 1 500 MW em 2030 e 2 250 MW em 2040. Estes cenários contemplam a produção de hidrogénio verde (e respetivos eletrolisadores) a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi também considerado na proposta de atualização do PNEC.

**Quadro 3-19 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2030 e 2040**

|                          | <b>2030</b> | <b>2040</b> |
|--------------------------|-------------|-------------|
|                          | <b>(MW)</b> | <b>(MW)</b> |
| Hídrica (> 30 MW)        | 7 554       | 7 554       |
| Hídrica (< 30 MW)        | 620         | 620         |
| Eólica                   | 9 305       | 14 062      |
| Solar                    | 11 613      | 18 830      |
| Biomassa / Biogás        | 343         | 218         |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 88          | 56          |

Fonte: dados RMSA-E 2025

<sup>123</sup> Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis, da DGEG - abril 2026. Os valores publicados pela DGEG incluem também a contribuição referente às Regiões Autónomas.

### 3.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto. O novo enquadramento legal elimina a gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica em Portugal, permitindo aos prestadores de serviços estabelecerem as suas próprias redes de pontos de carregamento, sem necessidade de ligação obrigatória a uma rede comum, alinhando o funcionamento com as regras previstas no Regulamento de Execução (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro de 2023 relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR). Foi estabelecido um regime transitório até ao final de 2026<sup>124</sup>, em que os pontos de carregamento podem estar ligados à entidade de gestão central para salvaguardar a transição sem disrupções entre o anterior e o novo regime jurídico.

Neste enquadramento legal, são eliminadas as figuras de “entidade gestora da rede de mobilidade elétrica” e de “comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica”, centralizando o carregamento dos veículos no operador de ponto de carregamento (OPC) e possibilitando a prestação de serviços de carregamento, ou outros, através de prestadores de serviços para a mobilidade elétrica (PSME), alinhando as entidades e o modelo de funcionamento com o previsto no AFIR.

O Regulamento n.º 7/2026, de 6 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 164/2026/2, de 27 de fevereiro, aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME). A regulamentação da mobilidade elétrica manteve a generalidade das regras para os pontos de carregamento e agentes abrangidos pelo anterior conjunto de regras, durante o regime transitório, e estabeleceu as regras aplicáveis aos pontos de carregamento não ligados à entidade de gestão central e aos novos agentes do setor. O Regulamento n.º 8/2026, de 6 de janeiro<sup>125</sup>, veio complementar a regulamentação do regime jurídico da mobilidade elétrica, no que respeita à coexistência de pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, no acesso ao autoconsumo e na criação de pontos de entrega internos nessas instalações.

---

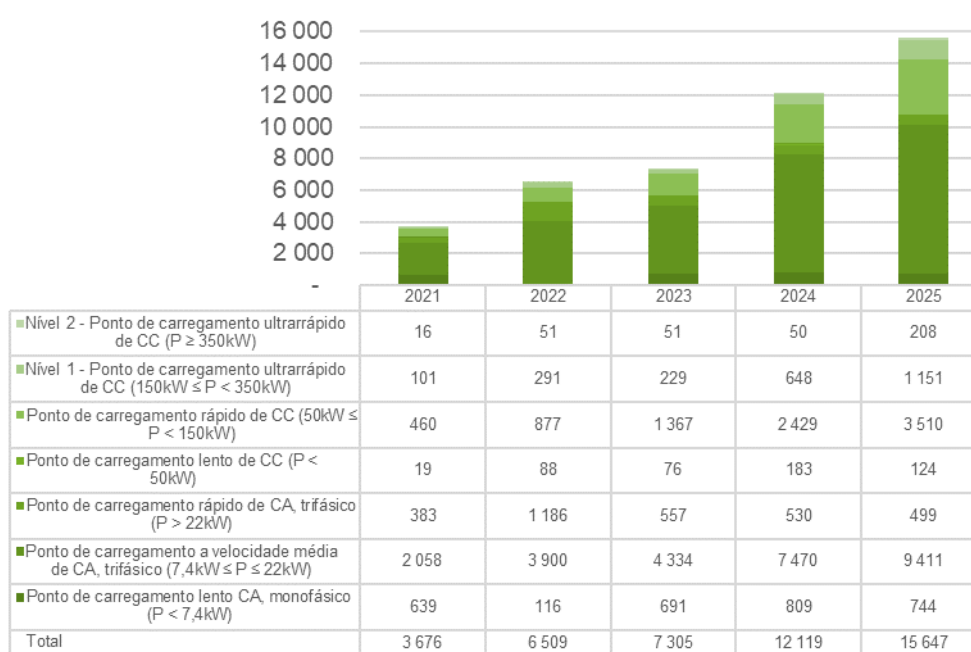
<sup>124</sup> Aprovada prorrogação até final de 2027, em [Reunião de Conselho de Ministros](#), de 11.06.2026, cujo diploma legal aguarda publicação em Diário da República.

<sup>125</sup> Alterou o Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, o Regulamento de Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e o Regulamento de Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás.

Relativamente à infraestrutura de carregamento, verificou-se, entre 2024 e 2025, um crescimento de 44% das estações de carregamento utilizadas, para um total de 7 713 estações de carregamento <sup>126</sup>.

Na distribuição da potência dos pontos de carregamento <sup>127</sup> disponíveis, na Figura 3-52 observa-se uma maior incidência nos pontos de corrente alternada (CA) com potência até 22 kW e na subcategoria de corrente contínua (CC) com potência até 150 kW. O número de pontos de carregamento de alta potência cresceu, destacando-se os ultrarrápidos de nível 2 e nos pontos de carregamento normais apenas na subcategoria até 22 kW houve evolução positiva. O Quadro 3-20 mostra ainda a evolução dos pontos de carregamento normais, rápidos até 150 kW e ultrarrápidos, face a 2024, confirmando-se o crescimento do número de pontos ultrarrápidos em comparação com os restantes.

**Figura 3-52 – Número de pontos de carregamento, desagregado por potência, 2021-2025**



Fonte: European Alternative Fuels Observatory (EAFO)

<sup>126</sup> Uma instalação física num local específico, constituída por um ou mais pontos de carregamento.

<sup>127</sup> Uma interface fixa ou móvel, ligada ou não à rede, que permite a transferência de eletricidade para um veículo elétrico e que, embora possa ter um ou mais conectores para permitir a utilização de diferentes tipos de conectores, é capaz de carregar apenas um veículo elétrico de cada vez, e exclui os dispositivos com uma potência igual ou inferior a 3,7 kW cuja finalidade principal não seja o carregamento de veículos elétricos.

**Quadro 3-20 – Evolução do número de pontos de carregamento 2024-2025, segmentado por carregamento normal, alta potência (até 150 kW) e ultrarrápido**

|                 | Ponto de carregamento de potência normal ( $\leq 22\text{kW}$ ) | Ponto de carregamento de alta potência ( $22\text{kW} < P < 150\text{kW}$ ) | Ponto de carregamento ultrarrápido ( $\geq 150\text{kW}$ ) |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| <b>2024</b>     | 8 279                                                           | 3 142                                                                       | 698                                                        |
| <b>2025</b>     | 10 155                                                          | 4 133                                                                       | 1 359                                                      |
| <b>Variação</b> | 23%                                                             | 32%                                                                         | 95%                                                        |

Fonte: European Alternative Fuels Observatory (EAFO)

O número de veículos elétricos em Portugal tem vindo também a aumentar, sendo o parque de veículos elétricos existentes em Portugal no final de 2025, de 431 511 veículos elétricos, dos quais 251 537 a bateria e 179 974 híbridos recarregáveis <sup>128</sup>, verificando-se o crescimento na ordem dos 42% face ao ano anterior, no segmento de veículos ligeiros de passageiros e comerciais.

O número de veículos elétricos por ponto de carregamento em 2025 em Portugal era de 22, comparando com o valor de 20 veículos por ponto de carregamento em final de 2024. Na União Europeia, em final de 2025, a média era de 13 veículos elétricos (ligeiros) por ponto de carregamento <sup>129</sup>.

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 3.º do AFIR, a potência disponível nas estações de carregamento acessíveis ao público deveria ser no mínimo 470 977 kW. Este valor foi superado em cerca de 13% <sup>130</sup>.

De seguida, apresenta-se um conjunto de figuras onde se verifica o crescimento do número de utilizadores, do número de carregamentos e da energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME, nos últimos cinco anos.

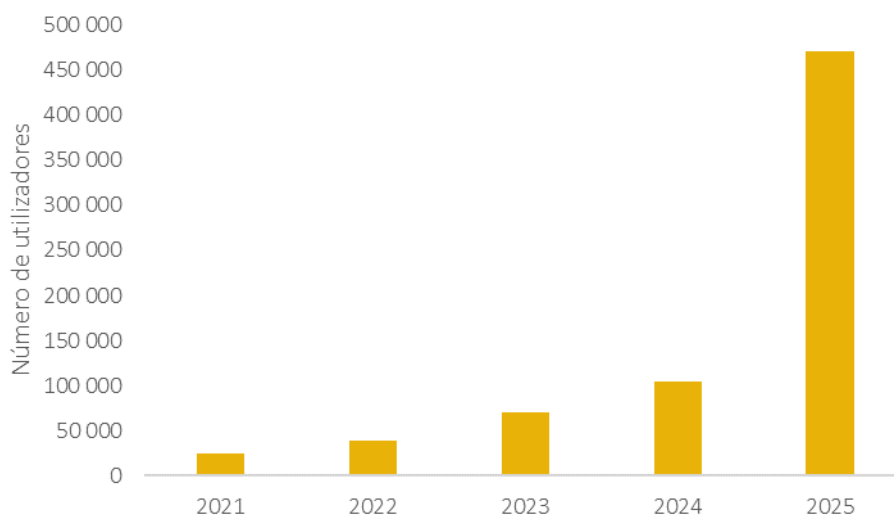
<sup>128</sup> Instituto da Mobilidade e dos Transportes (indicador de veículos): <https://www.imt-ip.pt/condutores/informacoes-gerais/quero-ser-condutor/indicadores-imt-cartas-de-conducao-e-atendimento-ao-publico/>

<sup>129</sup> European Alternative Fuels Observatory (EAFO): <https://www.eafo.eu/>

<sup>130</sup> Valor calculado a partir da informação disponível em [Mobi.data](#)

O número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica tem vindo a aumentar nos últimos anos, chegando aos 470 mil utilizadores mensais (Figura 3-53), destacando-se um salto no número de utilizadores na ordem dos 350% de 2024 para 2025.

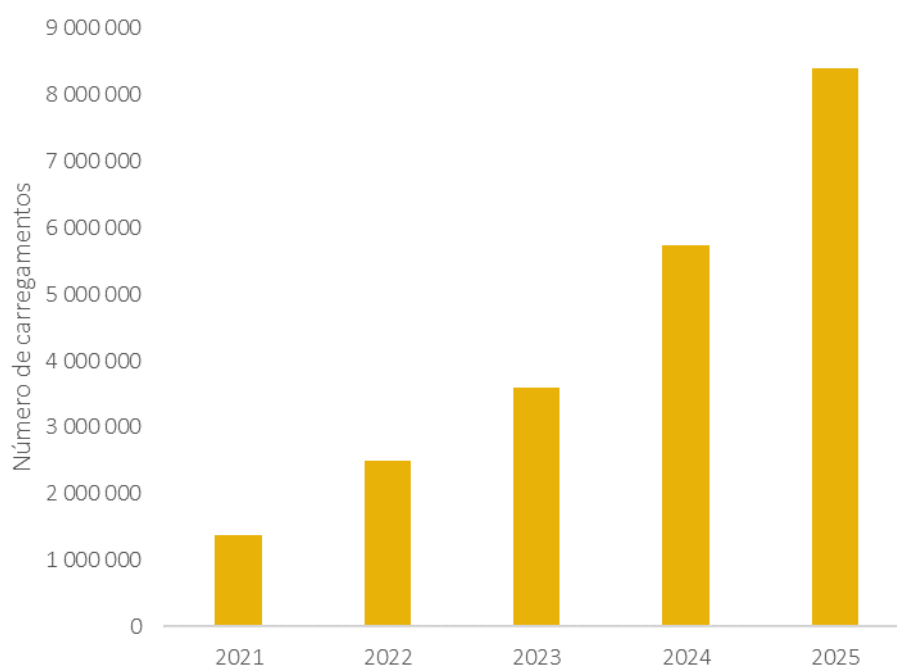
**Figura 3-53 – Número máximo mensal de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, 2020-2025**



Fonte: MOBI.Data <sup>131</sup>

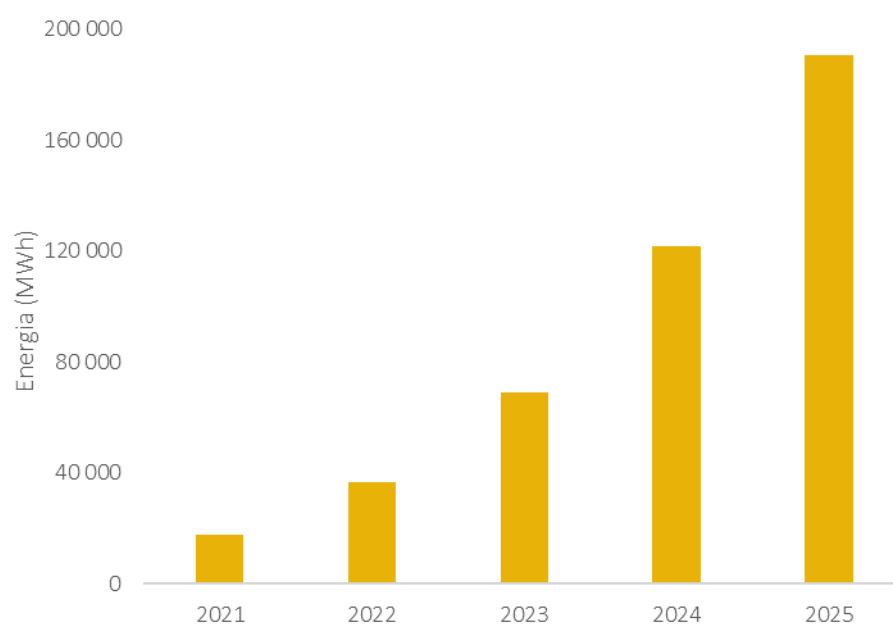
No que respeita ao número de carregamentos em postos de carregamento acessíveis ao público, verifica-se o crescimento médio na ordem dos 50%, nos últimos três anos, chegando aos 8,4 milhões de carregamentos em final de 2025.

<sup>131</sup> <https://www.mobie.pt/mobidata/data>

**Figura 3-54 - Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, 2020-2025**

Fonte: MOBI.Data

A energia elétrica utilizada para carregar veículos elétricos em postos de carregamento acessíveis ao público atingiu o valor de 190 GWh em 2025, aumentando 57% relativamente ao ano anterior.

**Figura 3-55 - Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, 2020-2025**

Fonte: MOBI.Data

## COMPARAÇÃO COM OUTRAS OPÇÕES DE CARREGAMENTO E MOTORIZAÇÃO

Embora a atividade de gestão de operação da mobilidade elétrica esteja em processo de extinção, a sua sustentabilidade, ainda que no curto prazo, depende da adesão dos utilizadores de veículos elétricos à rede pública de carregamento. Neste contexto, efetuou-se uma comparação do custo para os UVE pelo carregamento na rede da mobilidade elétrica com o custo do carregamento quando realizado na habitação/edifício do UVE (isto é, dentro de uma instalação de utilização de energia elétrica).

Acresce que a própria mudança de uma mobilidade baseada em veículos com motor de combustão interna para veículos elétricos depende da comparação dos custos num e noutro caso. Assim, procede-se a uma análise comparativa destas opções: carregamento do veículo elétrico na rede de mobilidade elétrica<sup>132</sup>, carregamento de veículo elétrico em casa<sup>133</sup> e abastecimento de veículos com motor de combustão interna<sup>134</sup>.

De notar que estas opções não incluem custos além dos relativos ao carregamento/abastecimento com a forma de energia associada, como é o caso de custos com a aquisição do próprio veículo, com a aquisição e instalação de equipamentos (p.ex. carregador elétrico para a habitação) ou custos de manutenção. No caso dos atuais UVE (que já detêm o veículo elétrico), há aqueles que já fizeram o investimento na instalação de carregadores na habitação ou que têm acesso a esses carregadores (por exemplo, no local de trabalho), pelo que a comparação apresentada, entre o carregamento na rede de mobilidade elétrica e o carregamento em casa, é a que reflete a sua situação presente. Do mesmo modo, no caso de atuais UVE que também disponham de um veículo com motor de combustão interna, a comparação, entre carregamento elétrico e abastecimento a combustível, também é válida, a menos de diferenças nos custos de manutenção.

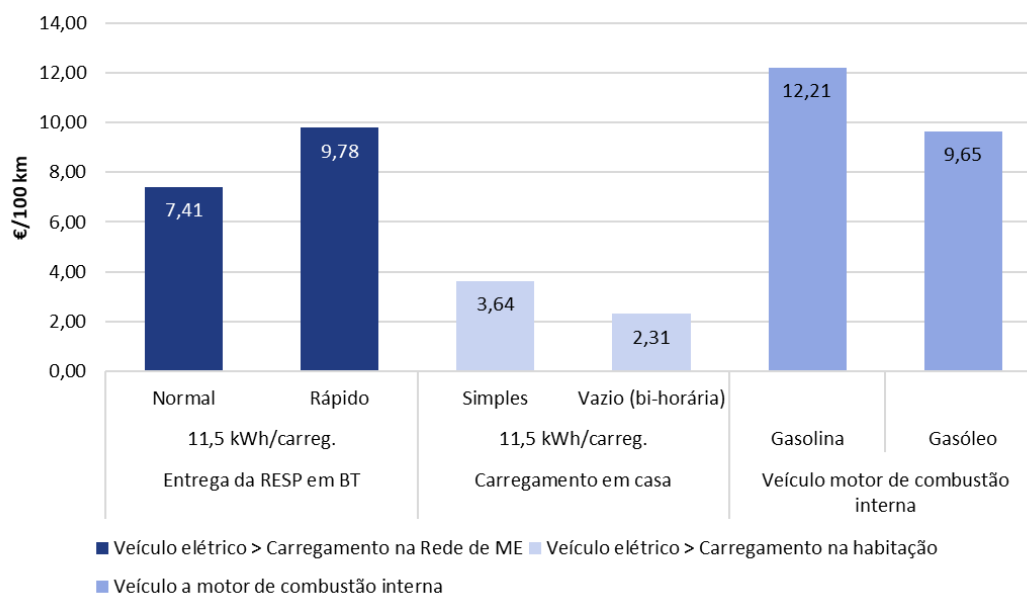
---

<sup>132</sup> Considera um único cenário de carregamento, em termos de consumo, que se considera ser o mais representativo dos carregamentos realizados na rede de mobilidade elétrica. Este cenário corresponde a um consumo de 11,5 kWh/carregamento, valor médio do intervalo de consumo por carregamento mais frequente nos meses de janeiro de 2024 a maio de 2025, de acordo com a informação prestada pela MOBI.E.

<sup>133</sup> Pressupostos relativos ao carregamento de veículo elétrico em casa: i) cenário de consumo por carregamento: idêntico ao referido para o carregamento do veículo elétrico na rede de mobilidade elétrica; ii) custo da energia: estimado a partir do preço implícito na tarifa aditiva do setor elétrico para 2026, para fornecimentos em BTN; iii) Custo de potência contratada: supõe-se ser necessária potência contratada adicional para acomodar os carregamentos de veículo elétrico. Duas possibilidades: aumento em dois escalões (em 2,30 kVA), quando instalação está em tarifa simples (carregamentos que coincidem com ponta de consumo da instalação), ou aumento em um escalão (em 1,15 kVA), quando instalação está em tarifa bi-horária (e carregamentos são feitos em horas de vazio). A variabilização do custo da potência contratada adicional considera 10 carregamentos por mês; Impostos: Taxa de IVA de 23%, assumindo que o consumo para carregamento é um consumo marginal

<sup>134</sup> Pressupostos relativos ao abastecimento de veículos com motor de combustão interna: i) Consumos específicos: 7 litros/100 km, para veículos a gasolina, 6 litros/100 km, para veículos a gásóleo; ii) Preços dos combustíveis, incluindo impostos e taxas: conforme Boletim mercado de combustíveis e GPL, relativo a outubro de 2025, [publicado pela ERSE](#).

Figura 3-56 – Comparação do custo de diferentes opções de veículos automóveis



Fonte: ERSE

Em termos de custos por distância percorrida, os veículos elétricos são mais competitivos do que os veículos a motor de combustão interna, embora o seu carregamento na rede de mobilidade elétrica seja mais caro que na habitação (duas a três vezes o custo). De notar que esta análise não contempla custos de investimento na aquisição dos veículos ou com eventuais carregadores nas habitações, nem custos de manutenção dos veículos. Para as simulações realizadas relativas ao carregamento na rede de mobilidade elétrica, o carregamento mais económico trata-se do carregamento normal, com entrega da RESP em baixa tensão.

## 4 MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

#### 4.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

##### 4.1.1.1 BALANÇO

Os princípios gerais aplicáveis ao balanço na rede de transporte e nas infraestruturas do SNG integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas, aprovado pela ERSE. As regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), também aprovado pela ERSE. O MPGTG adota o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás <sup>135</sup> e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados <sup>136</sup>.

O modelo de compensação prevê a possibilidade de negociação, na plataforma MIBGAS, de produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, viabilizando a realização de ações de compensação por parte do GTG, através da compra e venda, em mercado, de produtos standard (diários e intradiários).

Em 2025, o GTG realizou 85 ações de compensação no mercado organizado através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo, das quais 31 correspondentes a ações de venda (a quantidade de energia adjudicada foi 46 994 MWh) e 54 relativas a ações de compra (a quantidade de energia adjudicada foi 197 670 MWh).

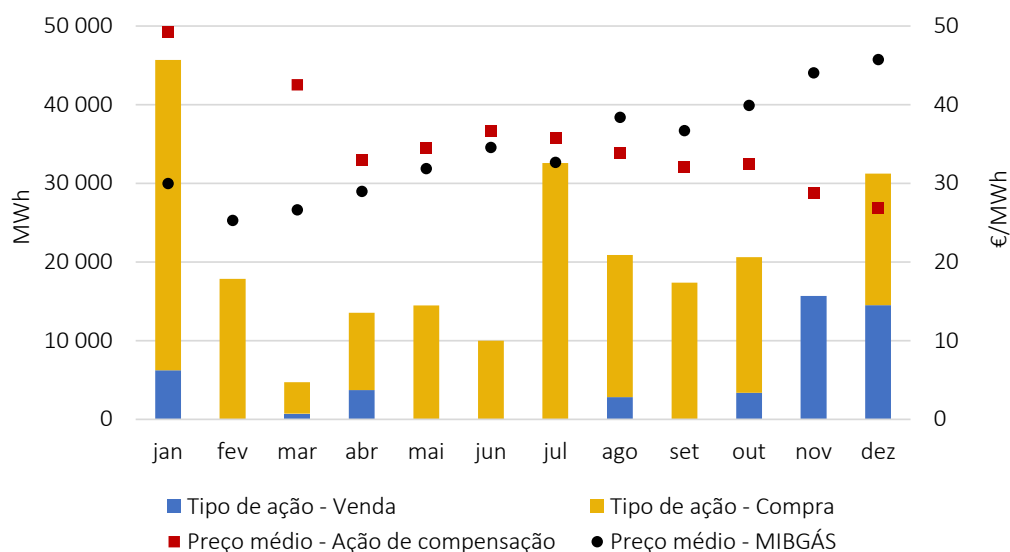
A figura seguinte mostra a quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios resultantes das ações de compensação realizadas em 2025.

---

<sup>135</sup> Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão Europeia, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

<sup>136</sup> Regulamento (UE) n.º 2015/703 da Comissão Europeia, de 30 de abril, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.

Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2025



Fonte: dados REN Gasodutos e MIBGÁS.

Note-se que o nível das existências na rede de transporte pode desencadear ações de compensação pelo GTG, de modo a repor a situação de equilíbrio. Nesse sentido, a ERSE aprovou os parâmetros de atuação do GTG para o ano gás 2025-2026, sob proposta do GTG, onde se inclui o parâmetro associado ao limite máximo por transação nas ações de compensação, correspondente a 6 GWh, sendo os volumes de gás a constituir pelo GTG, para enchimento da rede de transporte ou *linepack*, correspondentes a 330 GWh, e para otimização da gestão comercial das infraestruturas de alta pressão, constituindo a extensão do gás de operação, correspondentes a 60 GWh.

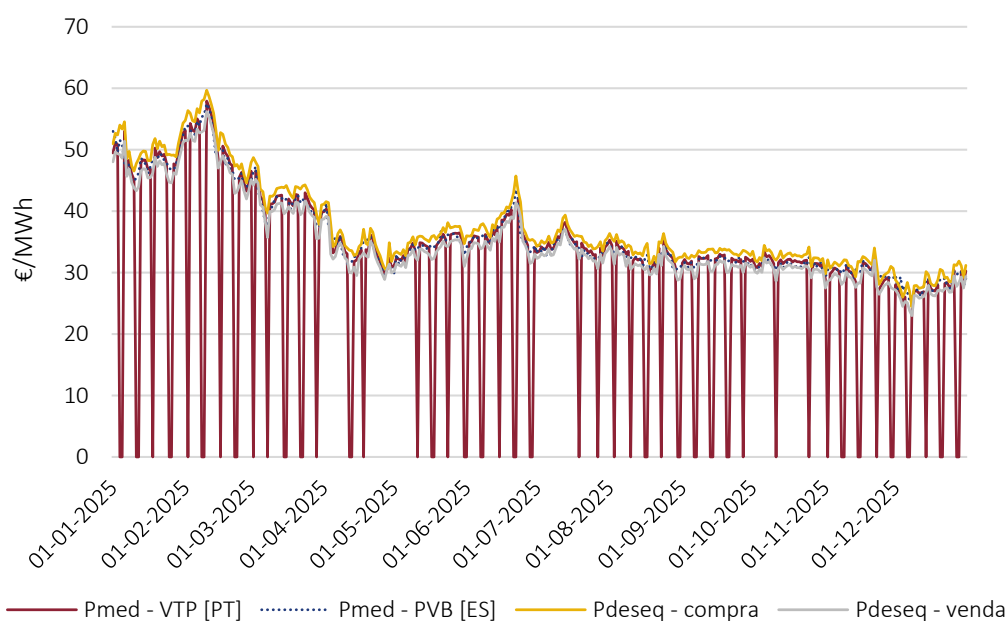
Para além do modelo de compensação da rede de transporte de gás, a ERSE também aprovou um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT <sup>137</sup>. Este serviço oferece flexibilidade da rede aos agentes de mercado, na forma de amortecimento das quantidades sujeitas à aplicação de preços de desequilíbrio. O serviço é atribuído através de leilões específicos, com um preço de reserva. Na atribuição para o ano gás 2025-2026, ocorreu a realização de leilões de resolução de congestionamentos associados ao serviço de flexibilidade *linepack*, revelando um interesse dos agentes de mercado pelo serviço.

<sup>137</sup> As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2025-26 foram publicadas pelo ORT [\[link\]](#).

A conciliação financeira dos desequilíbrios dos agentes de mercado é feita segundo o Código de Rede europeu, aplicando preços de desequilíbrio diários indexados ao mercado grossista. A Figura 4-2 apresenta os preços de desequilíbrio aplicados aos agentes de mercado em 2025.

A forma de determinação do preço de desequilíbrio implica que, quando existe preço médio de transação no VTP (hub português), este é usado como referência para a determinação dos preços de desequilíbrio por aplicação do ajuste (o valor do ajuste é 3%). Em 2025, registaram-se 69 dias em que não ocorreram transações do VTP. Nestas situações, em que não existem transações no VTP com entrega num determinado dia, a referência de preço para cálculo do preço de desequilíbrio passa a ser o preço em Espanha (PVB), afetado das tarifas de interligação <sup>138</sup>.

**Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2025**



Fonte: dados REN Gasodutos

<sup>138</sup> De acordo com a Diretiva n.º [13/2022](#), de 8 de junho, como explicado no ponto relativo aos desenvolvimentos regulamentares. Antes de 1 de julho de 2022, apenas se utilizavam os preços do PVB quando existiam vários dias sem transações no VTP.

#### 4.1.1.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

O acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de *linepack* é concretizado numa matriz de acesso regulado, estando os operadores, que prestam estes serviços, em regime de separação jurídica e de propriedade, relativamente aos comercializadores de gás natural em atividade no SNG.

O acesso ao terminal de GNL de Sines e ao armazenamento subterrâneo do Carriço obedece ao disposto no Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) e no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNG (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. As regras de balanço, compensação e acesso ao *linepack* (armazenamento na Rede Nacional de Transporte de Gás - RNTG) estão integradas no MPGTG. Esta regulamentação é aprovada pela ERSE.

Os utilizadores da RNTG têm instrumentos de flexibilidade para garantir a sua posição de equilíbrio (compensação). Além das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e de receção de GNL (cujo armazenamento em tanques tem também uma utilização de armazenamento comercial), existe ainda um serviço de flexibilidade oferecido pelo GTG, recorrendo ao *linepack* da rede de transporte. A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* aos agentes de mercado foi feita a partir de outubro de 2021, de acordo com o Código de rede europeu de compensação, através de produtos normalizados e mecanismos concorrenciais.

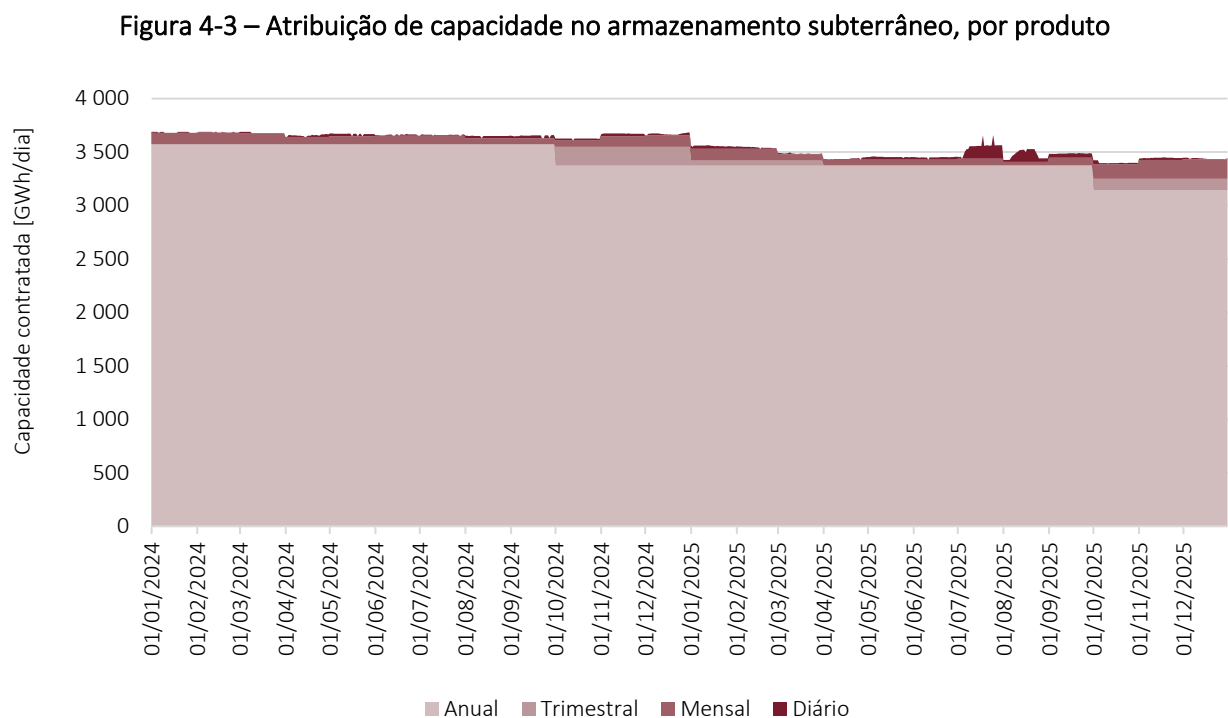
A atribuição de capacidade nas infraestruturas de armazenamento inclui uma ferramenta disponibilizada pelo GTG que constitui uma plataforma de mercado secundário de direitos de capacidade. A existência desta plataforma cumpre o requisito que veio a ser definido pelo artigo 12.º do Regulamento (UE) 2022/2576, de 19 de dezembro, que prevê medidas para aumentar a utilização das infraestruturas de receção de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás e do gasoduto.

Para além do acesso ao *linepack* na RNTG, aplica-se um regime de acesso regulado ao armazenamento de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade de armazenamento, integrados no MPAI, bem como as tarifas de uso das referidas infraestruturas.

A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas, que disponibilizam produtos de armazenamento, além da RNTG. Em 2025, registou-se uma redução da utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade.

Para uma análise mais global sobre a evolução anual da contratação de capacidade de cada infraestrutura de gás sugere-se a consulta do *dashboard* <sup>139</sup> disponibilizado pela ERSE.

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo, pelos agentes de mercado, para os anos de 2024 e 2025.



Fonte: dados REN Gasodutos

A contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2025, foi de 95,0%, um pouco abaixo do registado em 2024 (99,3%). Os produtos de capacidade anual e mensal foram os mais contratados, com destaque para o produto anual, que foi o dominante nas estratégias de contratação, por ser mais barato do que os produtos de curto prazo.

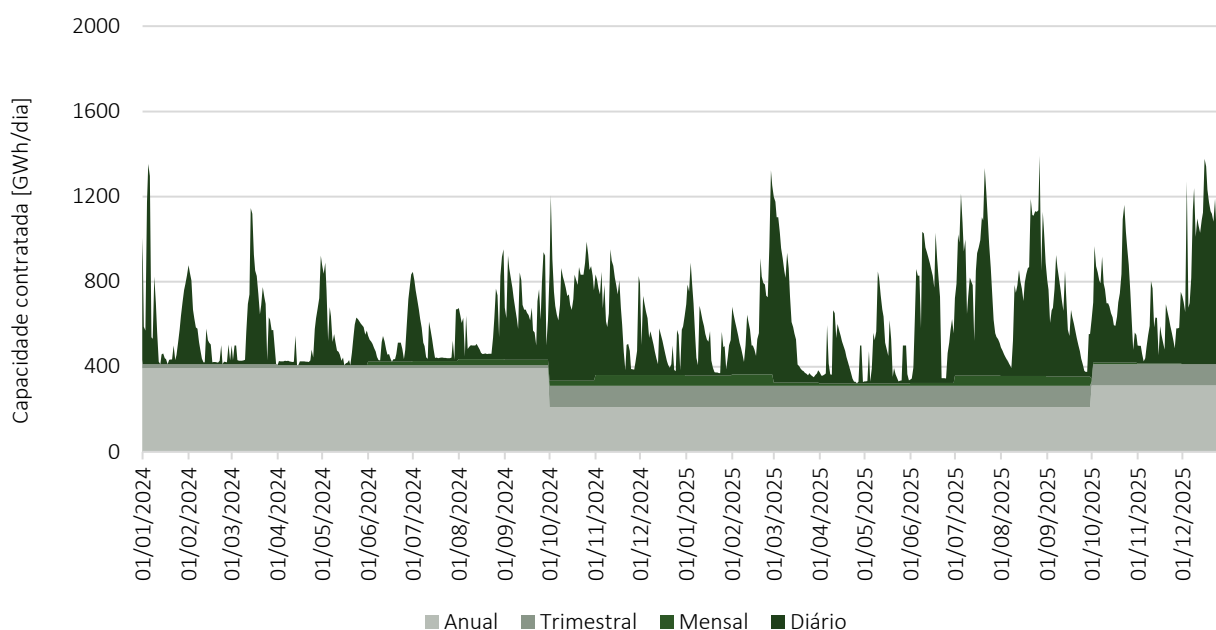
Adicionalmente, importa referir que a atribuição de capacidade de armazenamento subterrâneo é feita em duas etapas, uma primeira – de atribuição prioritária – para cumprimento das obrigações da reserva de segurança – e uma segunda – de atribuição comercial – sujeita a prémios de congestionamento. Em 2025, a atribuição de capacidade para reservas de segurança foi cerca de 3,3 TWh/dia e a atribuição comercial correspondeu a cerca de 0,4 TWh/dia.

<sup>139</sup> Consulte o *dashboard* [aqui](#).

A contratação de armazenamento comercial do terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o SNG, embora, devido ao elevado ritmo de receção de navios de GNL (em 2025, o terminal registou a receção de 46 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL tenha ficado mais dedicada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal.

A Figura 4-4 mostra a atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, durante os anos de 2024 e 2025.

**Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto**



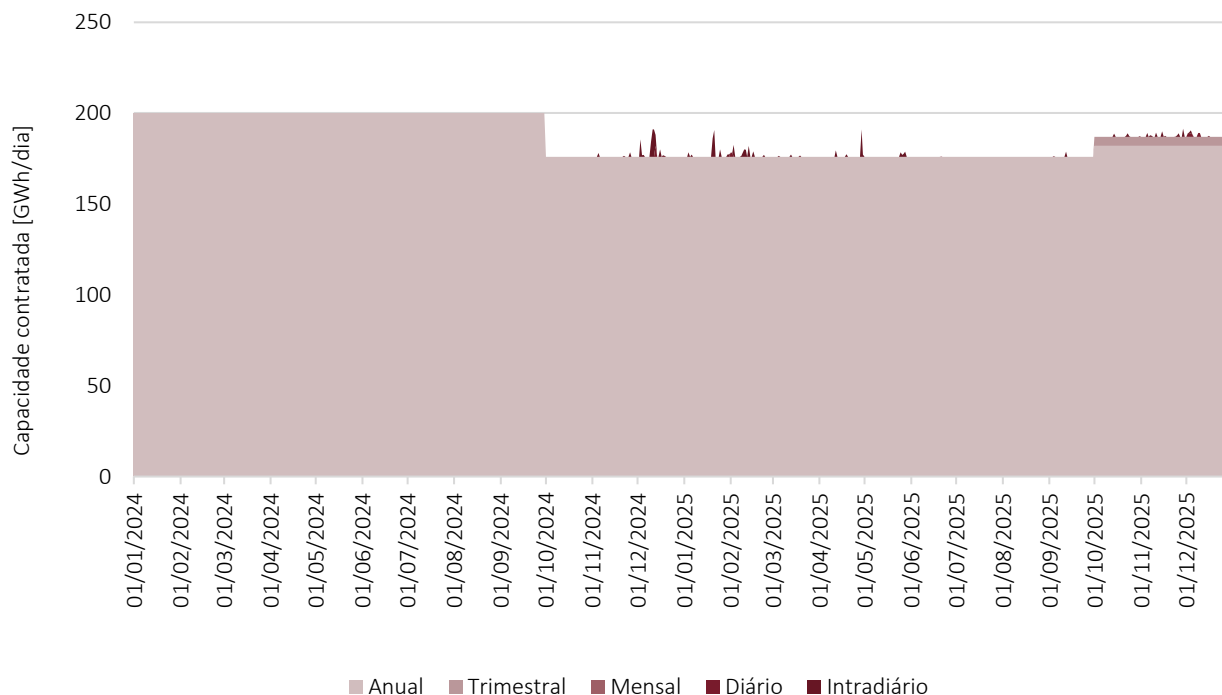
Fonte: dados REN Gasodutos

Em 2025, a capacidade contratada no armazenamento comercial representou 71,9% da total disponível para fins comerciais, registando uma redução de 10,6% face ao período homólogo do ano anterior. Neste ano, os produtos anual e trimestral de armazenamento comercial foram as principais escolhas nas estratégias de contratação.

A capacidade comercial de armazenamento de GNL disponibilizada em base anual foi de 500 GWh/dia. Na Figura 4-4 verifica-se a contratação acima deste valor na maior parte do tempo, correspondendo à atribuição de capacidade no curto prazo, que não seja ocupada por *slots* de descarga de navios metaneiros.

A figura seguinte mostra a atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, durante os anos de 2024 e 2025.

Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos

Na regaseificação, verificou-se uma redução da capacidade contratada em 2025, tendo sido contratada 179 GWh/dia, resultando numa taxa de contratação de 89,6 % ao longo de 2025. A média diária da capacidade nomeada foi de 124 GWh/dia, valor inferior ao registado em 2024 (129 GWh/dia).

#### 4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O RQS estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás (i.e., características do gás e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange, entre outros, clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas <sup>140</sup>.

Em relação ao terminal de GNL, estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço, com o objetivo de avaliar o serviço prestado por esta infraestrutura nos seguintes processos: receção de GNL

<sup>140</sup> Designadamente, os operadores das redes de distribuição, ORT, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

proveniente dos navios metaneiros, carga de cisternas com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás na RNTG.

O Quadro 4-1 apresenta os indicadores de qualidade de serviço técnica do Terminal de GNL.

**Quadro 4-1 – Indicadores do Terminal de GNL**

| Indicador                                                         | 2021     | 2022     | 2023     | 2024     | 2025     |
|-------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm:ss)   | 19:30:52 | 19:06:00 | 20:06:42 | 20:35:45 | 20:38:53 |
| Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm:ss) | 00:57:43 | 00:48:40 | 04:22:00 | 04:03:30 | 03:43:00 |
| Tempo médio efetivo de enchimento de cisternas (hh:mm:ss)         | 01:27:59 | 01:23:33 | 01:24:11 | 01:27:18 | 01:27:44 |
| Tempo médio de atraso de enchimento de cisternas (hh:mm:ss)       | 00:27:19 | 00:27:33 | 00:23:15 | 00:23:28 | 00:23:36 |

Fonte: dados REN Atlântico

Apesar de, em 2025, a quantidade total descarregada de GNL ter reduzido 1,5% face ao valor registado no ano anterior, os indicadores do Terminal de GNL mantiveram-se globalmente estáveis. Destaca-se a redução de 8,4% do “tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros” comparativamente ao valor registado em 2024. Os tempos médios efetivos de operação registaram variações marginais, incluindo um ligeiro aumento de 0,3% no tempo médio efetivo de descarga de navios.

Em 2025, os aspetos mais significativos, em termos de desempenho do terminal de GNL, foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 7 546 cisternas de GNL (tendo aumentado 2,9% face ao valor registado em 2024, que correspondeu a 7 332 cisternas);
- Os enchimentos de cisternas com atraso corresponderam a cerca de 13% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, o arrefecimento de cisternas, as indisponibilidades de operação no terminal de GNL e os problemas técnicos no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 46 (tendo reduzido 13,2% face ao valor registado em 2024, que correspondeu a 53 operações de descarga);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de quatro navios metaneiros.

A continuidade do serviço de fornecimento da RNTG é avaliada com base nos seguintes indicadores: número médio de interrupções por pontos de saída; duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída) e duração média de interrupção (minutos/interrupção). Em 2025, não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na RNTG, tal como no ano anterior.

Nas redes de distribuição, como na RNTG, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2025, das 11 redes de distribuição existentes, três não registaram interrupções (Dianagás, Duriensegás e Sonorgás) e apenas 0,7% dos cerca de 1,56 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 35% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas maioritariamente por intervenção de terceiros nas redes.

O RQS estabelece que a monitorização das características do gás, incluindo a pressão de fornecimento, deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas e define limites para as seguintes características: índice de Wobbe, densidade relativa, ponto de orvalho, sulfureto de hidrogénio e enxofre total.

Em 2025, verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás, por ponto de monitorização da RNTG.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2025, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 395 pontos das redes de distribuição, tendo sido verificadas situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás aos clientes.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço <sup>141</sup>, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás.

---

<sup>141</sup> Disponível no site da [ERSE](#).

#### 4.1.1.4 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

##### SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

As regras de compensação da RNTG em vigor em Portugal incluem um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT <sup>142</sup>, tal como descrito no ponto 4.1.1.2.

O serviço de flexibilidade de *linepack* é prestado através de leilões específicos com um preço de reserva aprovado pela ERSE.

##### LISTA DE PONTOS RELEVANTES DA REDE PÚBLICA DE GÁS

A ERSE aprovou a lista de pontos relevantes da Rede Pública de Gás (RPG) para o ano-gás 2025-2026, após proposta apresentada pelo GTG, conforme previsto no Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARI <sup>143</sup>).

A lista aprovada de pontos relevantes da RPG inclui as diversas infraestruturas da RNTG, infraestruturas de Armazenamento e o terminal de GNL, estabelecidas de acordo com os critérios previstos no artigo 19.º do RARI.

Além da lista de pontos relevantes da RPG, foi também disponibilizada a lista de Unidades Autónomas de Gás (UAG) em que são incluídas as UAG privadas existentes em Portugal continental, bem como uma lista dos portos onde é previsível que venham a ocorrer operações de *bunkering* (carregamento de navios com GNL para consumos auxiliares e propulsão, com recurso a camiões cisterna provenientes do terminal de GNL de Sines). Foi também incluído um ponto de entrada por importação (cisternas carregadas em terminais em Espanha) e um ponto de exportação (que inclui a expedição de gás para a ilha da Madeira). Finalmente, foi ainda disponibilizada a lista de pontos de ligação de produtores de gases renováveis liquefeitos nas redes não interligadas. Essa lista encontra-se disponível na página de internet do GTG <sup>144</sup>.

---

<sup>142</sup> As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2025-2026 foram publicadas pelo ORT [\[link\]](#).

<sup>143</sup> Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio

<sup>144</sup> Lista de pontos relevantes da RPG para o ano gás 2025-2026 [\[link\]](#).

#### 4.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

##### ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Compete à ERSE a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor do gás, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, das tarifas de Acesso às Redes, das tarifas de uso das infraestruturas, e ainda dos preços dos serviços regulados.

A metodologia de cálculo tarifário e as metodologias de regulação obedecem ao estipulado no RT, que é elaborado e aprovado pela ERSE, após a realização de consulta pública e emitidos os pareceres obrigatórios, mas não vinculativos, dos seus órgãos consultivos, em particular o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas de Acesso às Redes e de uso das infraestruturas de gás natural, vigentes em 2025 <sup>145</sup>, resultam da revisão regulamentar de 2023 <sup>146</sup> (ano gás 2023-2024).

##### PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DE USO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS

No setor do gás existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos, estabelecidos pela ERSE, são recuperados pelas seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em MP e Uso da Rede de Distribuição em BP.

Tendo subjacente o princípio de que devem ser identificados os serviços que estão associados a cada atividade regulada, procura definir-se as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam

---

<sup>145</sup> Correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2024-2025, que vigoraram de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025, e às aprovadas para o ano gás 2025-2026, que vigoram de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026.

<sup>146</sup> [Regulamento n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Os preços das tarifas de Acesso às Redes por cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. As tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, evitando assim subsidiações cruzadas entre clientes e garantindo uma afetação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo Uso da Rede de Distribuição em MP e em que variáveis de faturação esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, possibilita a comparação de preços entre diferentes comercializadores, distinguindo os preços sujeitos a concorrência dos preços fixados por decisão regulatória.

As tarifas de Acesso às Redes, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição, e as tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Uso do Armazenamento Subterrâneo, devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNG, são aprovadas pela ERSE.

No que se refere às redes, o acesso é pago por todos os consumidores de gás natural, pelo que as tarifas de Acesso às Redes estão incluídas nos preços pagos pelos consumidores de gás natural, quer seja nos preços praticados no mercado, quer nos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes<sup>147</sup>. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, estas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

O Quadro 4-2 e o Quadro 4-3 sintetizam o conjunto de tarifas de Acesso às Redes e do Uso das Infraestruturas e as respetivas variáveis de faturação.

---

<sup>147</sup> Estas tarifas podem, alternativamente, ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram o gás natural diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos desvios decorrentes da diferença entre as contratações de capacidade, previsões de procura das suas carteiras de clientes e os consumos efetivos registados.

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de Acesso às Redes de gás natural

| Tarifas de Acesso às Redes            | Variáveis de faturação | Clientes em AP | Clientes em MP | Clientes em BP> | Clientes em BP< |
|---------------------------------------|------------------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Tarifa de Uso Global do Sistema       | Energia                | ●              | ●              | ●               | ●               |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte   | Capacidade             | ●              |                |                 |                 |
|                                       | Energia                |                | ●              | ●               | ●               |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição | Termo fixo             |                | ●              | ●               | ●               |
|                                       | Capacidade             |                | ○              | ○               |                 |
|                                       | Energia                |                | ●              | ●               | ●               |

○ - Dependente da opção tarifária

Quadro 4-3 – Estrutura das tarifas de Uso das Infraestruturas de gás natural

| Tarifas de Uso das Infraestruturas                                          | Variáveis de faturação |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL | Termo fixo *           |
|                                                                             | Capacidade             |
|                                                                             | Energia                |
| Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo                                  | Capacidade             |
|                                                                             | Energia                |

\* Apenas para o serviço de carregamento de camiões cisterna

**PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DE USO DAS INFRAESTRUTURAS**

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis em 2025, correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2024-2025 <sup>148</sup> e às aprovadas para o ano gás 2025-2026 <sup>149,150</sup>.

Para o ano gás 2025-2026, as tarifas de Acesso às Redes e de uso das infraestruturas, para a procura prevista para esse ano, sofreram evoluções conforme o Quadro 4-4 e o

Quadro 4-5 ilustram.

**Quadro 4-4 – Evolução tarifária de Uso das infraestruturas em Alta Pressão, do Uso das Redes e do Uso Global do Sistema <sup>151</sup>, para o ano gás 2025-2026**

| Tarifas por atividade            | Preço médio 2024-2025 (EUR/MWh)* | Preço médio 2025-2026 (EUR/MWh) | Variação |
|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------|
| Uso do Terminal de GNL (Sines)   | 0,49                             | 0,53                            | 8,3%     |
| Uso do Armazenamento Subterrâneo | 5,54                             | 6,00                            | 8,3%     |
| Uso da Rede de Transporte        | 1,32                             | 1,40                            | 6,4%     |
| Uso da Rede de Distribuição      | 11,20                            | 12,13                           | 8,3%     |
| Uso Global do Sistema            | 0,55                             | 0,80                            | 45,2%    |

\* Aplicação das tarifas de 2024-2025 à procura prevista para 2025-2026.

Fonte: dados ERSE

O

Quadro 4-5 sintetiza os valores dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, por tipologia de clientes. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão. No caso dos CEP a variação decorre do aumento da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso Global do Sistema. Para os clientes em

<sup>148</sup> Publicadas através da [Diretiva n.º 18/2024](#), de 16 de julho.

<sup>149</sup> Publicadas através da [Diretiva n.º 7/2025](#), de 27 de junho.

<sup>150</sup> Desde 2019 que o período de vigência das tarifas reguladas passou a ser coincidente com o ano de atribuição de capacidade, previsto no Regulamento (UE) 2017/460.

<sup>151</sup> A partir do ano gás 2023-2024, os proveitos do OLMC são recuperados pela parcela I da tarifa de UGS, sendo eliminada a tarifa autónoma de OLMC.

AP o aumento é justificado essencialmente pela tarifa de Uso Global do Sistema. No que se refere aos clientes em MP a variação justifica-se quer pelo acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema, quer pelo aumento da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP. Por último, para os clientes em BP> e BP< a variação tarifária é justificada em grande parte pelo acréscimo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP.

**Quadro 4-5 – Evolução tarifária do Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026, por tipologia de clientes em cada nível de pressão**

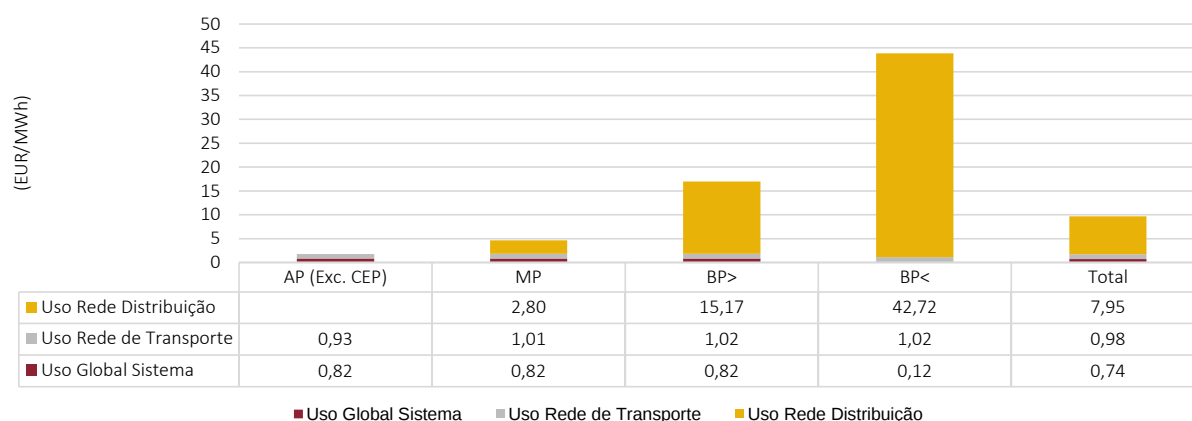
| Tarifas de Acesso às Redes por nível de pressão                                            | Preço médio 2024-2025 (EUR/MWh)* | Preço médio 2025-2026 (EUR/MWh) | Variação |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------|
| Centros eletroprodutores                                                                   | 2,61                             | 2,91                            | 11,7%    |
| Clientes em Alta Pressão                                                                   | 1,42                             | 1,75                            | 23,0%    |
| Clientes em Média Pressão                                                                  | 4,10                             | 4,63                            | 13,1%    |
| Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>           | 15,47                            | 17,00                           | 9,9%     |
| Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> | 40,44                            | 43,86                           | 8,5%     |

\* Aplicação das tarifas de 2024-2025 à procura prevista para 2025-2026.

Fonte: dados ERSE

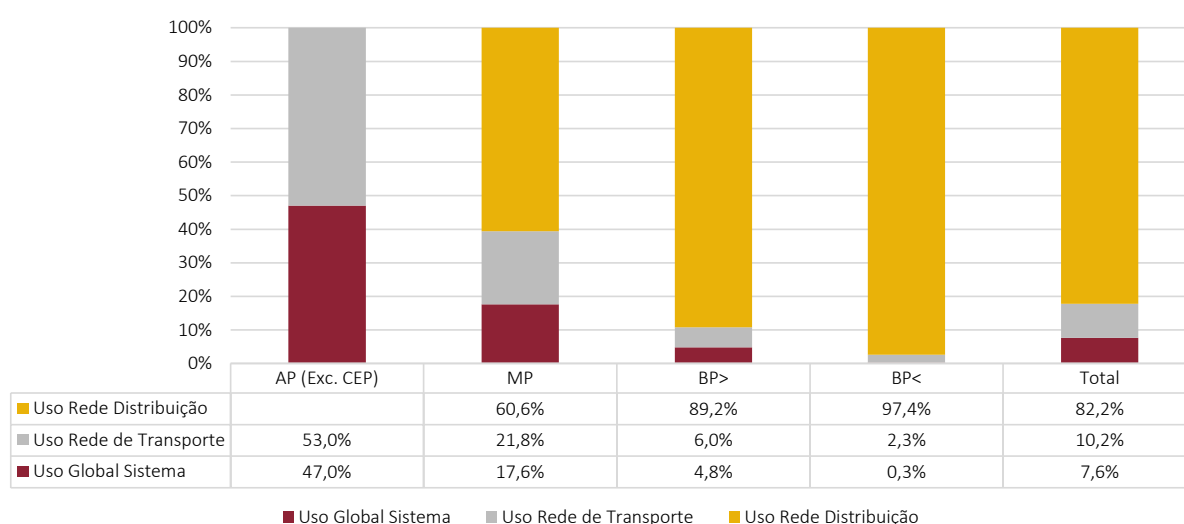
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-6 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2025-2026



Fonte: dados ERSE

Figura 4-7 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2025-2026



Fonte: dados ERSE

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em abril de 2024, foi aprovada a decisão fundamentada da ERSE através da [Diretiva n.º 12/2024](#), de 10 de abril, que aprova a metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de Uso da Rede de Transporte de gás. A ERSE decidiu manter a metodologia de preço de referência vigente, embora sujeita à

atualização de parâmetros que condicionam a estrutura tarifária daí resultante, a qual teve efeitos a partir do ano gás 2024-2025.

#### METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2025 corresponde ao segundo ano do período de regulação 2024-2027, cujos modelos regulatórios aplicados a cada uma das atividades reguladas, se resumem de seguida:

- Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicada uma metodologia do tipo *price cap*<sup>152</sup> ao OPEX<sup>153</sup> e uma metodologia de custos aceites em base anual no caso do CAPEX<sup>154</sup>. No que respeita aos custos com aquisição de energia elétrica, aceites fora da base de custos OPEX, os mesmos passaram a estar indexados à variação mensal do preço spot no mercado grossista, acrescida no primeiro ano de uma margem de comercialização de 3%<sup>155</sup>. São ainda aplicados um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para o SNG associadas a esta atividade e um mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade;
- Na atividade de Armazenamento Subterrâneo em alta pressão é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>156</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Tal como na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, são empregues o mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos e o mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade;
- Na atividade de Transporte de gás natural em AP é aplicada uma regulação do tipo *price cap*<sup>157</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Nesta atividade, é aplicado um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas, bem como o mecanismo de reversão às tarifas de

---

<sup>152</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

<sup>153</sup> *Operational expenditure* (gastos de exploração).

<sup>154</sup> *Capital expenditure* (custos de investimento/com capital).

<sup>155</sup> Nos anos seguintes do período de regulação é aplicado um fator de eficiência de 1%.

<sup>156</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

<sup>157</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade, igualmente aplicado nas restantes duas atividades de alta pressão;

- Na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX;
- Na atividade de OLMC <sup>158</sup> é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX;
- Na atividade de Distribuição de gás natural é igualmente empregue no OPEX uma metodologia do tipo *price cap* <sup>159</sup> e no CAPEX uma metodologia de custos aceites;
- Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista (CURR) é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* <sup>160</sup>, acrescida da remuneração do fundo de maneo. Tal como previsto nos seus contratos de concessão, as empresas concessionárias tinham direito a um proveito adicional de 4 euros por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação), que, de acordo com o disposto nos mesmos contratos, cessou em 2023 (quinto período de regulação). No setor do gás são ainda definidos custos de referência para a atividade de comercialização retalhista.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX são de: (i) 1,5% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; (ii) 2% na atividade de Transporte; (iii) 1,5% na atividade de Gestão Técnica Global de Sistema; (iv) 1,5% na atividade de Armazenamento Subterrâneo; (v) 1,5% na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (vi) entre 1,5% e 4,5% por empresa, no caso da distribuição; e (vii) 1% para todas as empresas CURR.

No atual período de regulação manteve-se o princípio de aceitação de investimentos, diferenciada em termos de remuneração, tendo em conta a sua natureza e o cumprimento dos seus objetivos iniciais. Enquanto os investimentos não cumprirem os seus objetivos iniciais, apenas serão remunerados ao custo de financiamento. Foi igualmente mantida a metodologia de indexação do custo de capital, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios

---

<sup>158</sup> Atividade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

<sup>159</sup> Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

<sup>160</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

e alheio <sup>161</sup>. Assim, as taxas de remuneração do ativo regulado são atualizadas com base na cotação média diária das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitado superior e inferiormente.

### CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pelo regulador, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 78.º da Diretiva (UE) 2024/1788 (anterior n.º 1 do artigo 48.º da Diretiva 2009/73/CE), há a referir as ações judiciais que anualmente as concessionárias das redes de distribuição de gás natural propuseram contra a ERSE, impugnando as tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão desde 1 de julho de 2010.

As empresas pretendiam que a ERSE lhes reconhecesse o direito a rendimentos adicionais pelo exercício da sua atividade invocando, para o efeito, o direito a compensações que teriam sido negociadas com o Estado e refletidas na modificação dos contratos de concessão outorgados em 2008. Em causa estavam questões relativas aos valores a reconhecer nos proveitos a recuperar pelas tarifas associados às amortizações dos seus ativos e ao alegado direito a reavaliações sucessivas desses ativos. Aquelas pretensões representariam um aumento agregado de proveitos permitidos estimado em mais de 1 000 milhões de euros, ao longo do período de concessão, que seriam pagos por todos os consumidores de média e baixa pressão, independentemente do seu comercializador.

O Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, por sentença de 6 de janeiro de 2023 indeferiu todas as pretensões dos operadores das redes de distribuição relativamente aos anos gás de 2010-2011 a 2013-2014. O Tribunal valorizou, de forma acentuada, o estatuto de independência da ERSE, reconhecendo que a ERSE não está vinculada ao cumprimento de normas compensatórias e e/ou indemnizatórias de natureza diversa das tarifárias, nem ao equilíbrio económico-financeiro que não seja o da própria atividade regulada. Pelo que, segundo o Tribunal, a ERSE não pode ser obrigada a garantir perante terceiros o cumprimento de obrigações de outras pessoas jurídicas, públicas ou privadas.

O Tribunal não deixou, além disso, de abonar a decisão de fundo da ERSE afirmando que “nada nos autos evidencia que os atos sindicados [as decisões tarifárias da ERSE] tivessem que ter sido proferidos noutros

---

<sup>161</sup> Para o ano de 2025, as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 5,27%; atividade de distribuição – 5,67%.

termos”, reconhecendo que a atuação da ERSE permitiu “obstar à utilização de remuneração excessiva (por dupla consideração de inflação, ultrapassando assim o limite da remuneração/custo de oportunidade permitido)”.

Neste momento, carecem ainda de decisão judicial as ações que dizem respeito aos anos posteriores a 2014 (incluindo até ao ano gás 2025-2026). Foi, entretanto, marcada audiência prévia das ações entre os anos 2014 e 2020 [processos n.ºs 2395/15.2BELSB; 2166/16.9BELSB; 2493/17.8BELSB; 2536/14-A (inicialmente com o n.º 1716/18.0BELSB) e 1828/19.3BELSB] para o mês de maio de 2026. Não obstante, os argumentos aduzidos pelas empresas impugnantes são em tudo idênticos aos referentes aos anos anteriores.

### **ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

A ligação de uma instalação à RPG comporta custos que dependem do tipo de instalação a ligar (nível de pressão, exigências técnicas), da própria rede existente (distância) e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de gás – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos – encontram-se estabelecidas no RRC <sup>162</sup>, da responsabilidade da ERSE, e cuja revisão mais recente ocorreu em 2023, onde se introduziram as condições comerciais de ligação à rede dos produtores de gás.

As condições comerciais estabelecidas incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras conhecidas, de modo a assegurar a sua compreensão e aplicabilidade no caso concreto.

O quadro regulamentar vigente abrange matérias como a obrigação de ligação à rede, o tipo de encargos que podem ser cobrados aos requisitantes, as regras de cálculo e condições de pagamento desses encargos, o conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos de ligação pelos operadores das redes, a construção dos elementos de ligação à rede ou os deveres de prestação de informação, nos termos que, sumariamente, se detalham de seguida.

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o ORT é obrigado a proporcionar ligação aos clientes e produtores que a requisitem, enquanto os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação

---

<sup>162</sup> [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho, retificado pela Declaração de Retificação n.º 830/2023, de 31 de outubro.

apenas das instalações de produtores e clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, bem como das instalações que se situem dentro da área de influência das redes, definida como o espaço geográfico na proximidade da rede existente (atualmente 100 m). As instalações de gás natural não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

São considerados elementos de ligação as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação de gás natural à rede, classificando-se esses elementos como rede a construir ou ramais de distribuição. A construção dos elementos de ligação é da responsabilidade dos operadores das redes. Todavia, para a ligação de grandes instalações de consumo ou de produtores, é permitido ao requisitante fazê-la. Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados, pelo respetivo operador, em condições técnicas de exploração.

#### 4.1.3 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNG são estabelecidos no RARII e no MPAl, aprovados pela ERSE.

O RARII integra os princípios estabelecidos no Regulamento (UE) n.º 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás. Este regulamento comunitário complementa o Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

O RARII prevê a atribuição de capacidade através de produtos harmonizados – anual, trimestral, mensal, diário e intradiário – preferencialmente agrupados (*bundled*), e atribuídos através de processos concorrenciais. A capacidade nas interligações é atribuída no ponto virtual (*Virtual Interconnection Point* <sup>163</sup>) que agrega as duas interligações físicas (“VIP Ibérico”). A atribuição de capacidade tem por referência europeia o designado “ano de atribuição de capacidade”, que decorre entre 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

---

<sup>163</sup> VIP, ou *Virtual Interconnection Point*, corresponde à agregação de todos os pontos de interligação internacional num único ponto virtual, sobre o qual se processa a contratação e nomeação da capacidade de atravessamento entre Portugal e Espanha.

O produto anual é atribuído para os cinco anos seguintes, conforme previsto no código de rede europeu. A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA <sup>164</sup>.

No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no VIP Ibérico, o MPAI prevê: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações; (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal; (iii) a implementação do mecanismo de perda da reserva de capacidade não utilizada; e (iv) a implementação do mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*) a produtos de capacidade harmonizados (*bundled*), ficando salvaguardado o cumprimento do Anexo I do Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

Os ORT de Portugal e Espanha aplicam um mecanismo de atribuição harmonizada da capacidade interruptível no VIP Ibérico <sup>165</sup>, aprovado em 2023, no âmbito da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

#### MECANISMOS DE GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

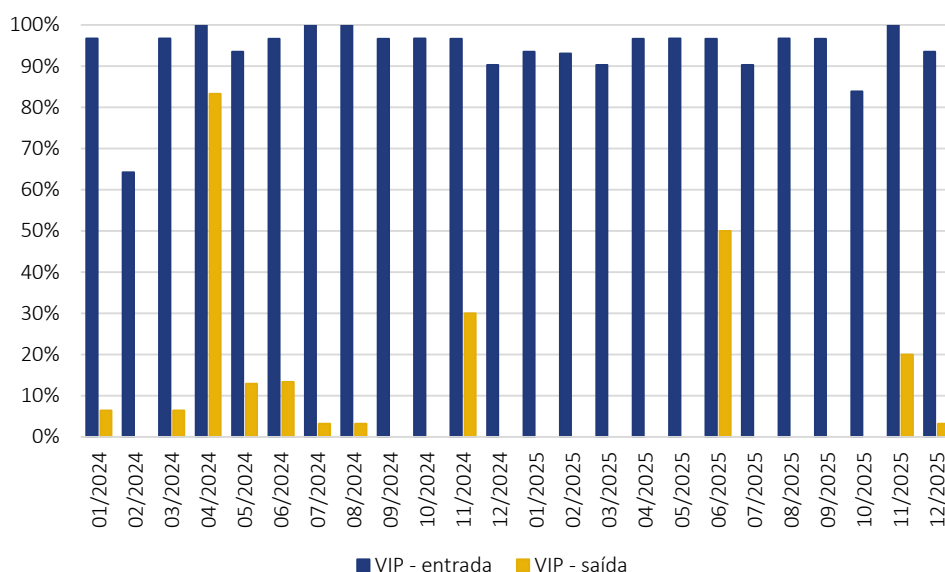
O GTG, em coordenação com o operador da rede interligada (Enagás), oferece diariamente capacidade firme no VIP Ibérico, por aplicação do mecanismo de sobrerreserva e resgate. Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018. Durante 2025, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 344 dias (em 2024 foram também 344 dias), no sentido de Espanha para Portugal, e 22 dias (em 2024 foram 48 dias), no sentido de Portugal para Espanha. O valor médio diário da capacidade firme oferecida no VIP pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate foi de 13,7 GWh/dia (14,3 GWh/dia em 2024) e 2,2 GWh/dia (3,6 GWh/dia em 2024), nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via. A capacidade oferecida não foi contratada.

---

<sup>164</sup> [www.prisma-capacity.eu](http://www.prisma-capacity.eu)

<sup>165</sup> Disponível online [\[link\]](#).

**Figura 4-8 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2024 e 2025**



Fonte: ERSE, cálculo ERSE

A ERSE aprovou em 2020, com efeitos a partir do ano gás 2020-2021, a metodologia de aplicação conjunta do mecanismo perda da reserva de capacidade não utilizada de longo prazo (*Long Term Use-It-Or-Lose-It*, LT UIOLI) na interligação. Da aplicação do mecanismo conjunto pela REN Gasodutos e pela Enagás não resultou qualquer resgate de capacidade para 2025-2026. Nota-se que, com o fim dos direitos históricos sobre a capacidade de interligação associados aos contratos de aprovisionamento com cláusulas *take-or-pay*, no que respeita ao VIP Ibérico, não se verificou a contratação de capacidade em produto anual para além do ano gás seguinte, que é um dos pressupostos de aplicação do mecanismo LT UIOLI.

#### ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

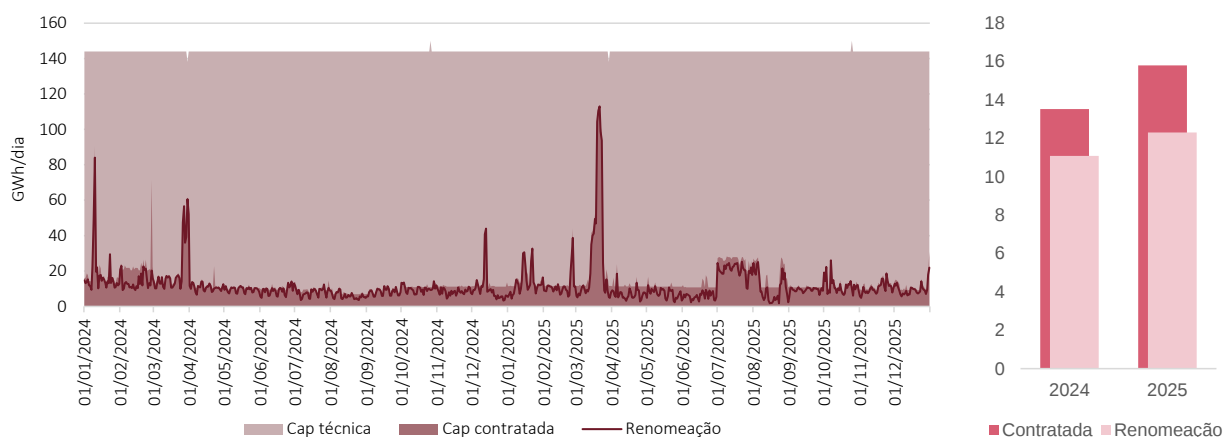
O acesso às interligações ocorre mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Desde março de 2022 que a totalidade da capacidade no VIP Ibérico é contratada de forma agrupada (*bundled*).

Em 2025, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, em comparação com 2024 em que num dia se esgotou a capacidade de exportação oferecida. A utilização do terminal de GNL em Sines manteve-se como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) desceu significativamente

(48% face a 2024), correspondendo a um valor médio de 17,4 GWh/dia. No sentido importador, a capacidade atribuída aumentou (11% face a 2024), correspondendo a um valor médio de 12,3 GWh/dia.

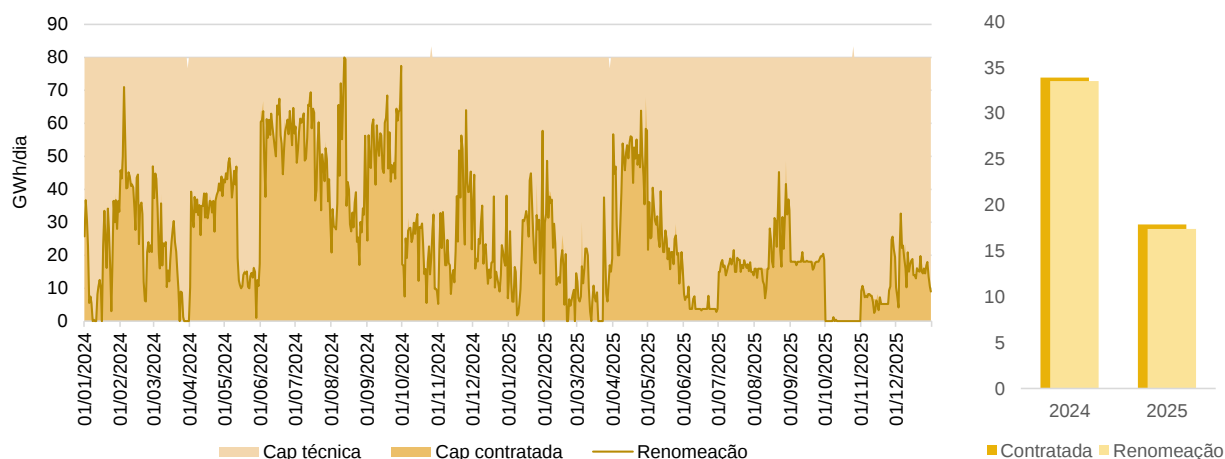
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída).

**Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2024 e 2025 (importação)**



Fonte: dados REN Gasodutos

**Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2024 e 2025 (exportação)**

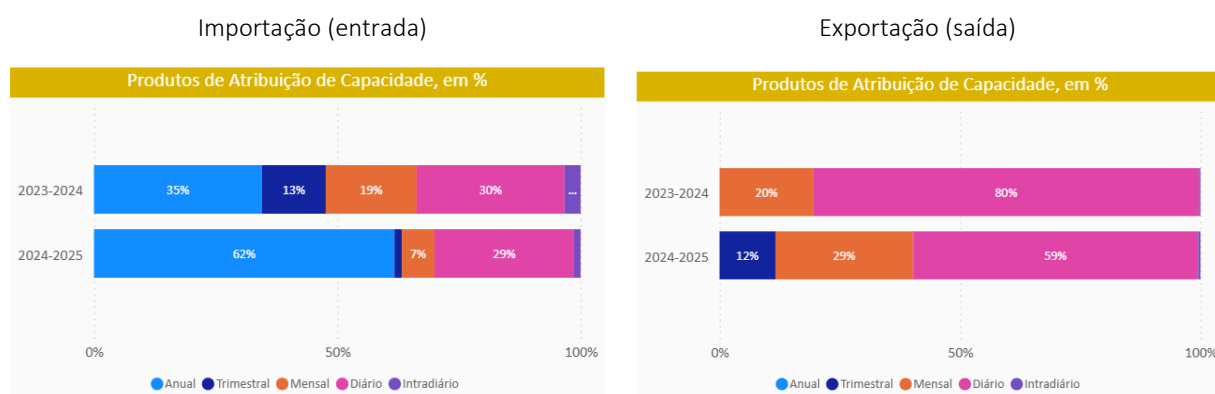


Fonte: dados REN Gasodutos

A utilização do VIP Ibérico, de forma geral tem sido mais reduzida nos últimos anos, apesar do crescimento do sentido importador de 2024 para 2025, que se refletiu numa opção dos agentes de mercado por

contratar capacidade de mais médio prazo (produto anual). No sentido exportador, os produtos de curto prazo são os mais utilizados. No ano gás 2024-2025, destaca-se ainda, no sentido exportador, a contratação do produto trimestral, embora com expressão ainda limitada, bem como a redução do peso do produto diário, que, apesar de continuar a ser o mais utilizado, registou uma redução relevante em termos percentuais.

**Figura 4-11 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2023-24 e 2024-25**



Fonte: dados REN Gasodutos

## COOPERAÇÃO

Os ORT português e espanhol mantêm uma cooperação estreita, tendo em vista a interoperabilidade dos dois sistemas. Esta cooperação é materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos acordos de interligação (*Interconnection Agreements*) previstos no Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, aprovado pelo Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril.

## MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

### Planos de Desenvolvimento e Investimento dos operadores da RNDG

A REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à DGEG e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento na rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2026-2035 (PDIRG 2025), competindo à ERSE, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, entre os dias 6 de maio e 20 de junho de 2025, a proposta de PDIRG 2025.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRG 2025, os pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública, permitiram à ERSE dar o seu parecer globalmente positivo aos projetos base incluídos na proposta, embora tenha recomendando a recalendarização de alguns projetos base nas três infraestruturas e investimentos transversais. A ERSE recomendou que o operador concretize, desses projetos, aqueles efetivamente urgentes, inadiáveis e devidamente justificados, incluindo projetos em redes de telecomunicações de segurança e afetos à cibersegurança, assim como um conjunto substancial de investimentos fundamentais para o funcionamento e descarbonização do setor do gás natural.

Já sobre os projetos complementares, de natureza mais estratégica, a ERSE recomendou o adiamento da aprovação de projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético hidrogénio, aguardando pela atualização, em curso, dos instrumentos de política energética, assim como beneficiando da reflexão europeia em torno da integração dos diferentes vetores energéticos.

## 4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

### 4.2.1 MERCADO GROSSISTA

#### 4.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL DE EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

Desde 16 de março de 2021, encontra-se em funcionamento o mercado organizado para a negociação de produtos com entrega no *virtual trading point* (VTP) em Portugal, na plataforma MIBGAS <sup>166</sup>. Em 2025 atingiu-se um valor de 1,2 TWh, o que duplica o volume verificado em 2024 (0,62 TWh). Esta melhoria da liquidez em mercado organizado também se verifica quando expressa em percentagem de procura na RNTG (2,4% em 2025, face a 1,2% em 2024), bem como em percentagem do total de trocas entre agentes no VTP (12,0% em 2025, face a 6,1% em 2024).

---

<sup>166</sup> Embora se trate da mesma plataforma de negociação utilizada para o mercado espanhol, a negociação de produtos com entrega em Portugal tem regras próprias, apesar de serem muito semelhantes às que vigoram para Espanha.

O peso das ações de compensação do GTG, no total das transações em mercado organizado, sofreu, em 2025, uma redução, passando de 30% para 20%, isto apesar de o volume total de ações de compensação (240 GWh) ter registado um aumento de 34%. A redução do peso das ações de compensação do GTG deve-se, exclusivamente, a uma maior dinâmica de mercado por parte dos agentes para evitarem desequilíbrios, uma vez que o volume de transações em mercado organizado de gás, sem a intervenção do GTG, aumentou significativamente face a 2024, atingindo um volume de 960 GWh.

O mercado de gás português, contrariamente ao que sucede em Espanha, tem uma elevada concentração dos aprovisionamentos, que são quase totalmente assegurados pelos quatro maiores agentes de mercado <sup>167</sup>. A menor atomização do mercado português <sup>168</sup> em comparação, por exemplo, com o mercado espanhol <sup>169</sup>, facilita a realização de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o que não ajuda ao fomento de liquidez do mercado organizado de gás, que tem funcionado, principalmente, para trocas pontuais de excedentes entre os agentes de mercado.

Em termos de preço, em 2025, a média aritmética do preço de referência do produto D+1 diário em Portugal foi de 36,1 EUR/MWh, ligeiramente acima (0,3%) da média aritmética do preço de referência do produto D+1 diário em Espanha (36,0 EUR/MWh) e também acima (4%) do valor de 2024 (34,73 EUR/MWh).

Na Figura 4-12 pode observar-se que existe uma boa correlação entre os preços mensais <sup>170</sup> nos mercados organizados de Espanha e de Portugal ao longo de 2025, com o diferencial de preços a variar entre - 0,3 EUR/MWh em outubro (mais barato em Espanha) e 0,1 EUR/MWh em agosto (mais barato em Portugal). Estas comparações devem, no entanto, ser observadas com a devida cautela, tendo em conta a presença de uma menor liquidez do mercado organizado de gás português.

---

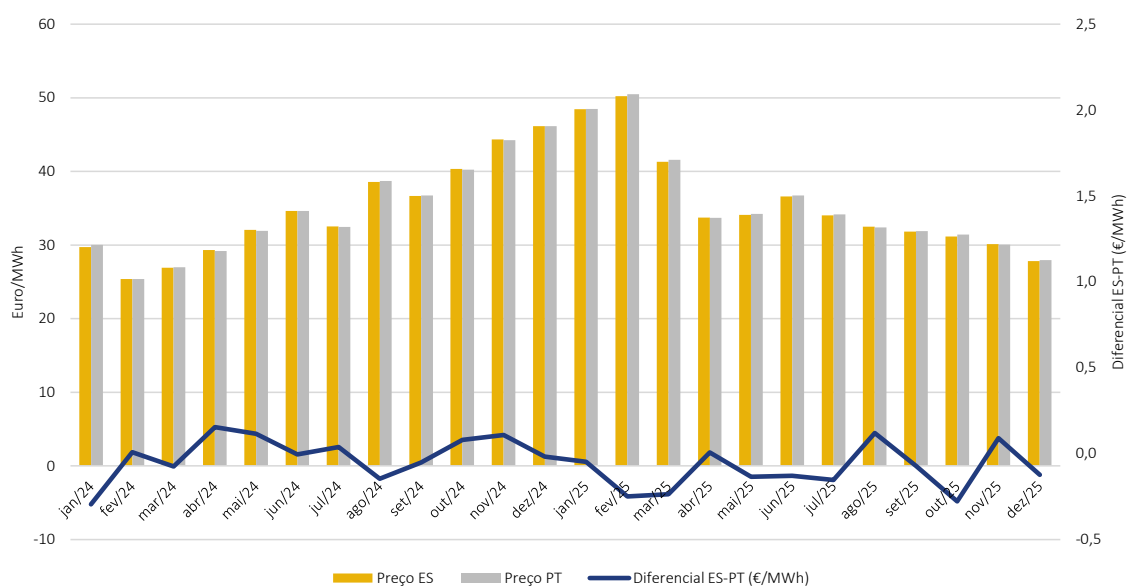
<sup>167</sup> Galp, EDP, Endesa e Naturgy são responsáveis por cerca de 96% das entradas na RNTG.

<sup>168</sup> Os restantes 4% de entradas foram assegurados por cerca de 12 agentes de mercado.

<sup>169</sup> A plataforma do MIBGAS regista quase 200 agentes de mercado inscritos.

<sup>170</sup> Utilizou-se para Espanha a média aritmética do preço de referência do produto D+1 e para Portugal o preço médio ponderado de todas as transações.

Figura 4-12 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2025



Fonte: dados MIBGAS

Ao longo de 2023 foram regulamentadas as obrigações de atuação como criador de mercado por parte das entidades classificadas como operadores dominantes <sup>171</sup>, tendo-se iniciado essa atuação no início de 2024, o que contribuiu para uma melhoria da liquidez no mercado organizado do gás e para a formação, mais consistente e numa base diária, de um preço explícito para o mercado grossista do gás em Portugal.

Não sendo Portugal um produtor de gás natural, a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do setor. Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo ainda contratos de longo prazo.

As entradas através do terminal de GNL tornaram-se predominantes nos anos mais recentes. Efetivamente, o aprovisionamento de gás natural através das interligações com Espanha tornou-se pouco significativo e deve-se, em parte, a agentes de mercado com menor expressão no mercado português que mobilizam esse gás beneficiando do mercado grossista mais líquido e com maior diversificação de origens de fornecimento desse país.

<sup>171</sup> Os grupos Galp e EDP foram classificados como operadores dominantes por atingirem, de acordo com o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, uma quota de mercado superior a 20% nas nomeações de entrada ou no volume de gás natural comercializado a clientes finais ou em número de clientes.

Em termos líquidos, o ano de 2025 registou um saldo exportador de gás natural através das interligações, o que significa que o volume total de entradas na RNTG com origem em descargas de GNL permitiu abastecer a totalidade do consumo nacional de gás e ainda foi suficiente para assegurar alguma exportação por gasoduto.

O fornecimento através do terminal de GNL está em parte assente em contratos de GNL com a Nigéria, de cláusula de *take-or-pay*, que obedece a regras de preço contratualmente definidas, tendo subjacente, em 2025, um volume de cerca de 2,9 bcm.

## TRANSPARÊNCIA

Apesar de se encontrar em curso o processo de implementação das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural dificulta a transparência e a simetria de informação no mercado. Tal sucede no caso do SNG em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades planeadas e não planeadas de rede (transporte e distribuição), de instalações de GNL e de instalações de armazenamento que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação gasista Portugal-Espanha (VIP) estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN Gasodutos, enquanto GTG, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema ou de cada agente em particular.

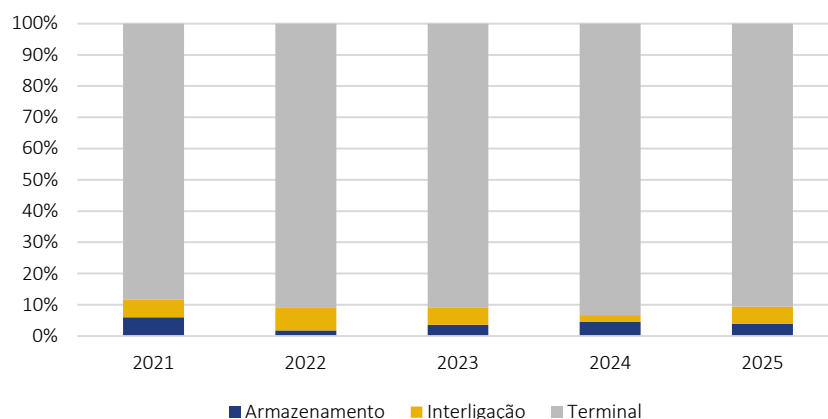
A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN Gasodutos<sup>172</sup>. Durante 2025, foram comunicados 184 factos relevantes. Destes, a larga maioria (95%) corresponde a comunicação de indisponibilidades do armazenamento subterrâneo e apenas nove (5%) a indisponibilidades do terminal de GNL.

## APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

A caracterização das injeções na RNTG é efetuada na Figura 4-13.

---

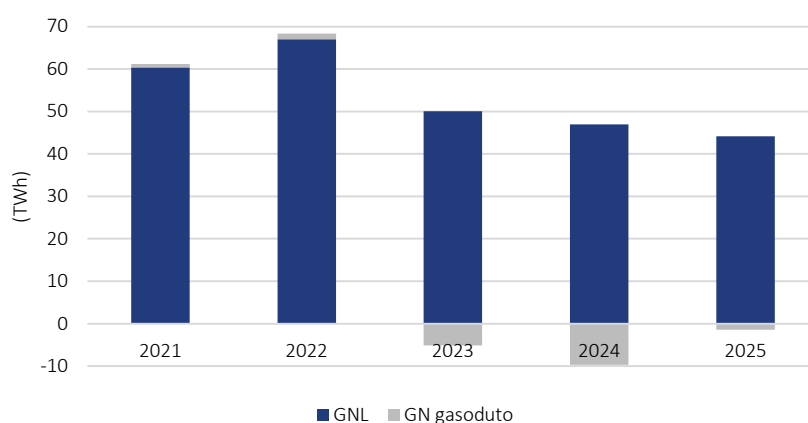
<sup>172</sup> <https://mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/UMMs/Paginas/default.aspx>

**Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2021 a 2025**

Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

O Terminal de Sines manteve em 2025 a sua importância como principal via de aprovisionamento, representando cerca de 91% do volume total de gás que entrou na rede nacional.

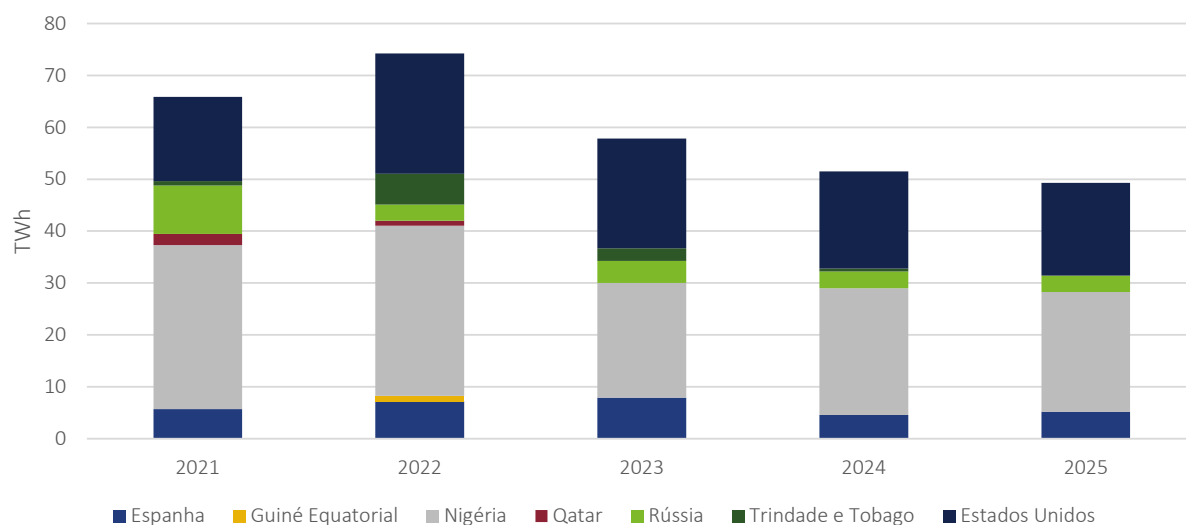
Na Figura 4-14 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2025, se importou um volume total de 42,7 TWh (terminal de GNL + gasoduto), em saldo. Tal como no ano anterior, verificou-se um saldo negativo na importação por gasoduto.

**Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2021 a 2025**

Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-15 apresenta a proveniência do gás natural importado entre 2021 e 2025.

Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2021 a 2025



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

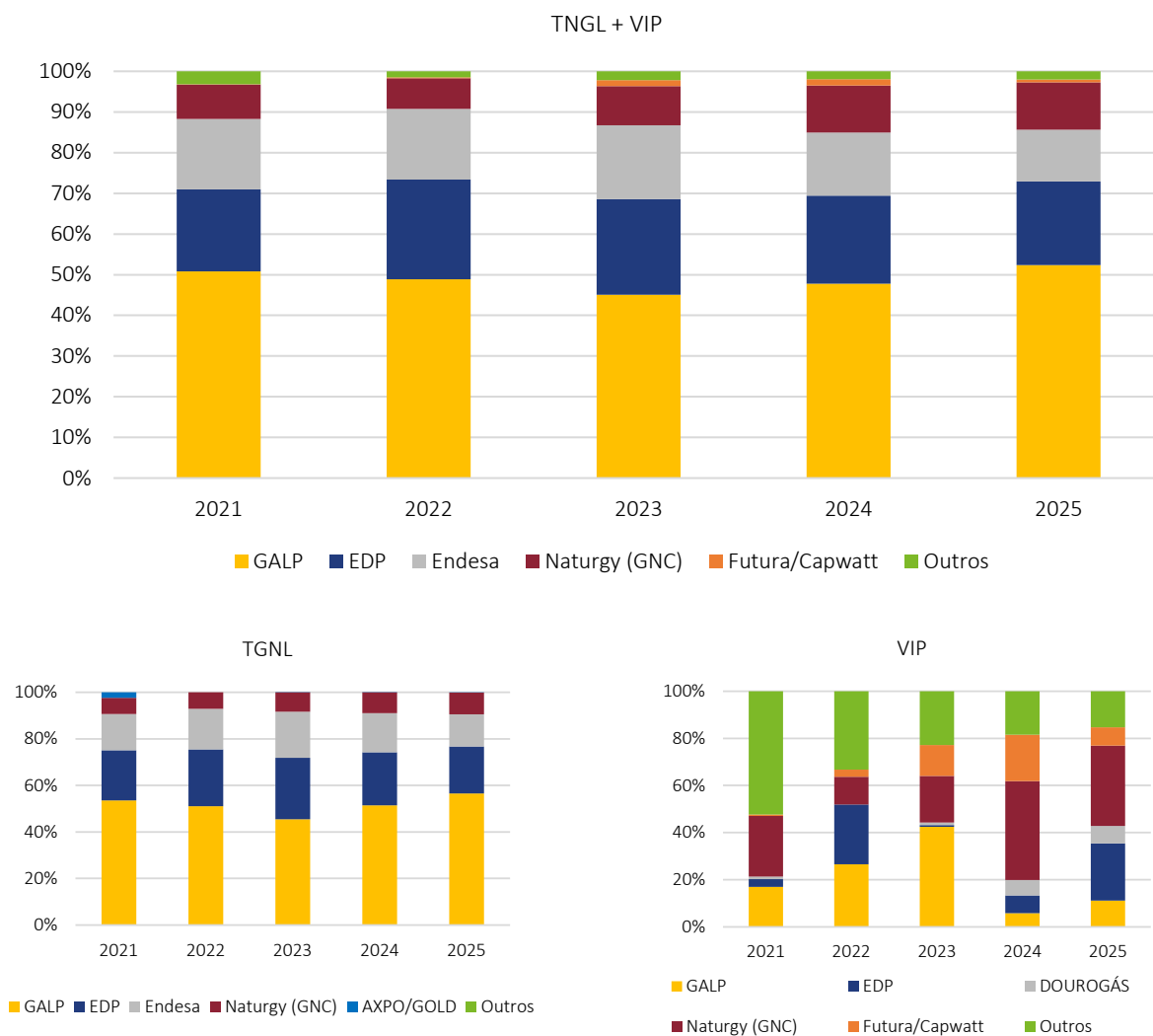
A principal origem do aprovisionamento em 2025 continuou a ser a Nigéria, seguindo-se os Estados Unidos da América, que manteve, em termos relativos, a proporção relativa do ano anterior. Acrescente-se que Espanha manteve a terceira posição como fonte de aprovisionamento de gás, seguindo-se a Rússia.

#### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A Figura 4-16 apresenta as entradas de gás natural na RNTG, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines (TGNL), entre 2021 e 2025, por agente <sup>173</sup>, bem como o detalhe das entradas apenas no VIP e a partir do TGNL.

<sup>173</sup> O total das entradas considera as atribuições a agentes de mercado, excluindo as atribuições ao GTG que não se devem a razões comerciais. São consideradas as atribuições por grupo económico, com exceção das atribuições aos CURR, que são contabilizadas separadamente.

Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2021 a 2025



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

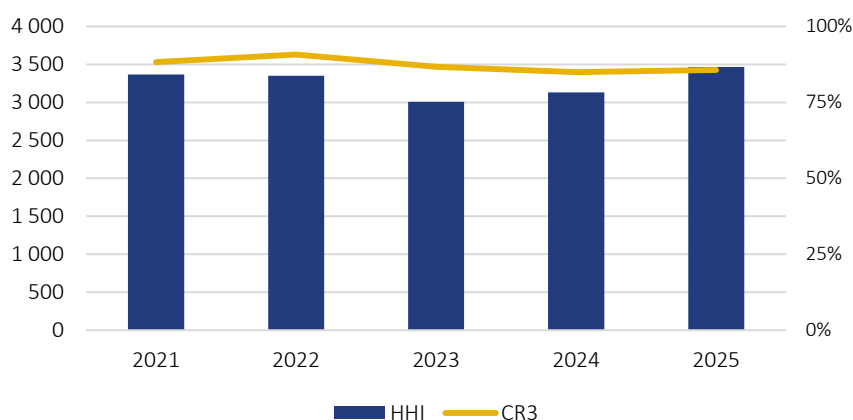
A Galp mantém o maior peso relativo no total das entradas na RNTG, atingindo, em 2025, uma quota de 52%. Nas posições seguintes encontram-se a EDP e a Endesa.

O comportamento das entradas a partir do terminal de GNL é muito parecido com o que se verifica nas entradas totais. A Galp regista uma quota de 57%.

Nas importações a partir do VIP a representação gráfica está muito influenciada pelo facto da esmagadora maioria das entradas na RNTGN se fazer pelo terminal de GNL e, portanto, observa-se bastante volatilidade dos agentes representativos em termos de peso relativo <sup>174</sup>.

A Figura 4-17 apresenta os indicadores de concentração, HHI e CR3 <sup>175</sup>, nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), entre 2021 e 2025.

**Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2021 a 2025**



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

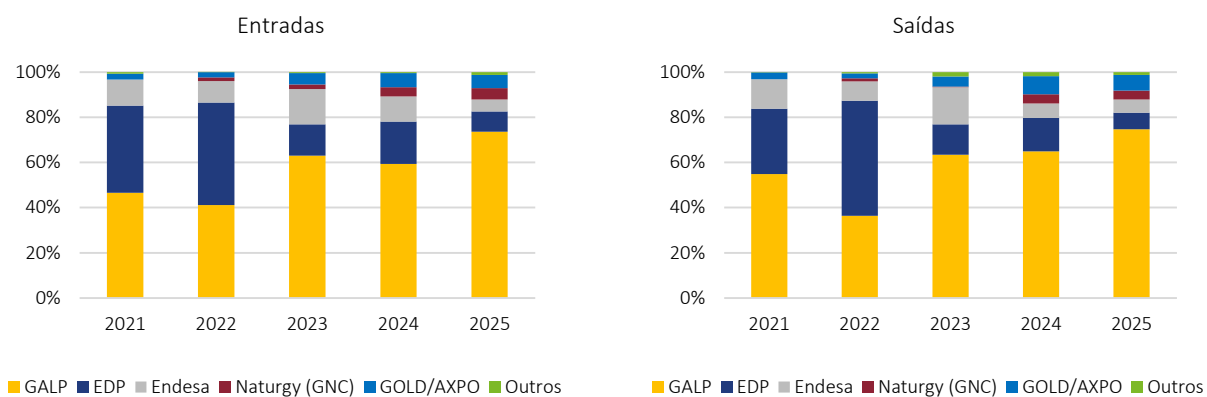
O valor do HHI tem-se mantido estável no período em análise, aproximando-se dos 3 500 em 2025. No CR3, tem-se verificado também alguma estabilidade, com o valor em 2025 a rondar os 86%.

A Figura 4-18 apresenta a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2021 e 2025.

<sup>174</sup> A opção foi a de individualizar os agentes com as maiores quotas de mercado no último ano do período.

<sup>175</sup> O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2021 a 2025

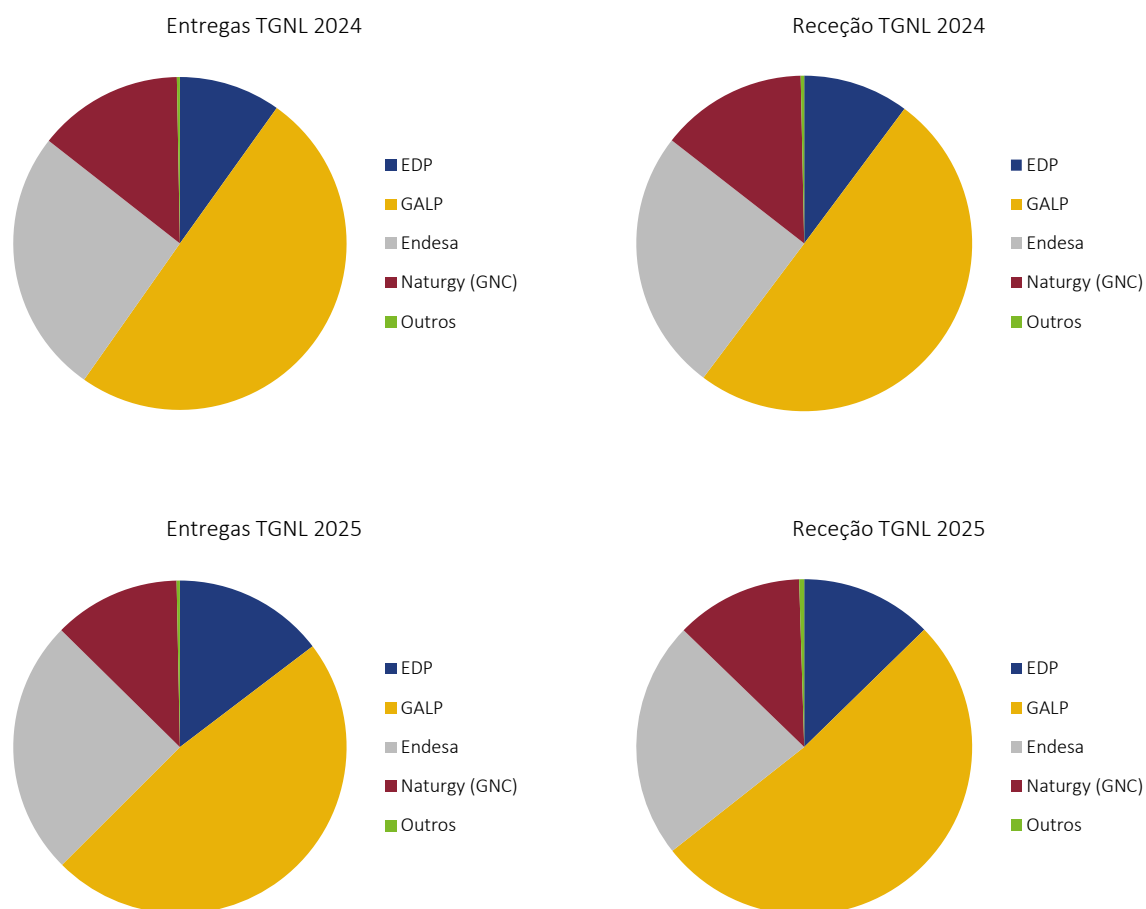


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se em 2025 o facto de a Galp se manter como o principal utilizador, encontrando-se a EDP em segundo, e em terceiro lugar a Endesa nas entradas e a GOLD/AXPO nas saídas. O peso relativo dos restantes utilizadores manteve-se inalterado.

Na Figura 4-19 encontram-se as quotas de mercado relativas às trocas de existências de GNL no terminal de Sines, em 2024 e 2025.

Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2024 e 2025



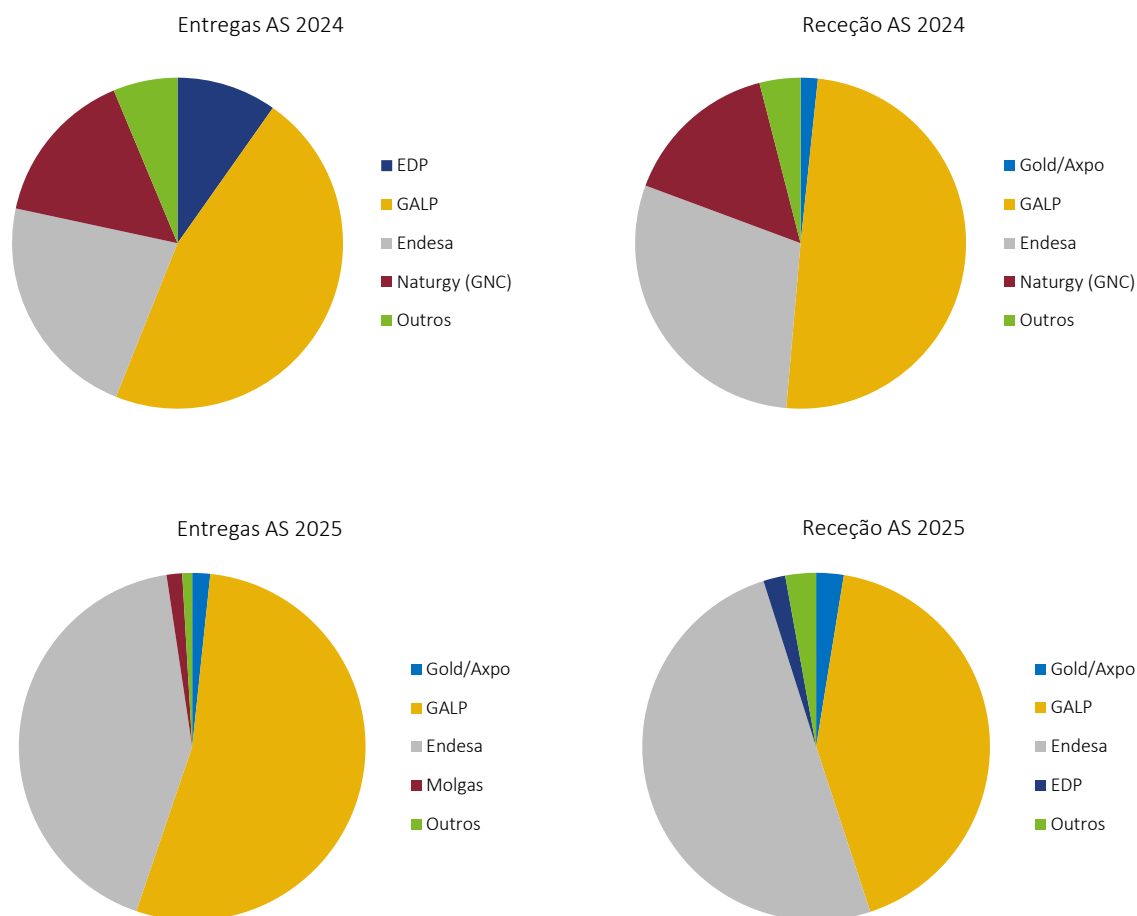
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Não se verificaram alterações significativas em 2025 no que diz respeito aos principais agentes envolvidos em trocas comerciais no TGNL.

As trocas no terminal parecem constituir *swaps* intertemporais entre agentes de mercado, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Na Figura 4-20 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2024 e 2025.

Figura 4-20 - Trocas no AS, 2024 e 2025

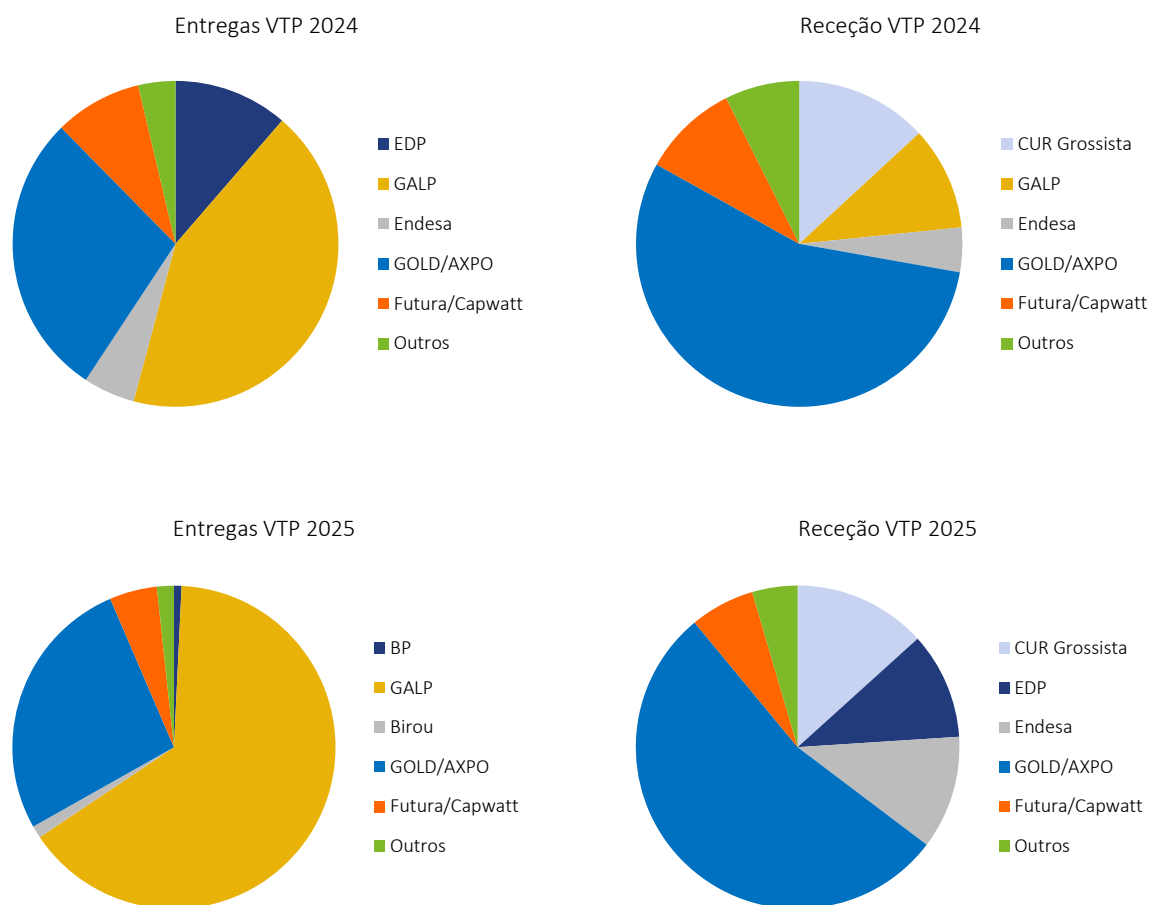


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2024, registou-se equilíbrio entre as quotas de mercado em termos de entregas e de receção, o que volta a apontar para uma lógica de *swap* intertemporal entre agentes. Em 2025 mantém-se a mesma situação.

Na Figura 4-21 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no VTP, em 2024 e 2025.

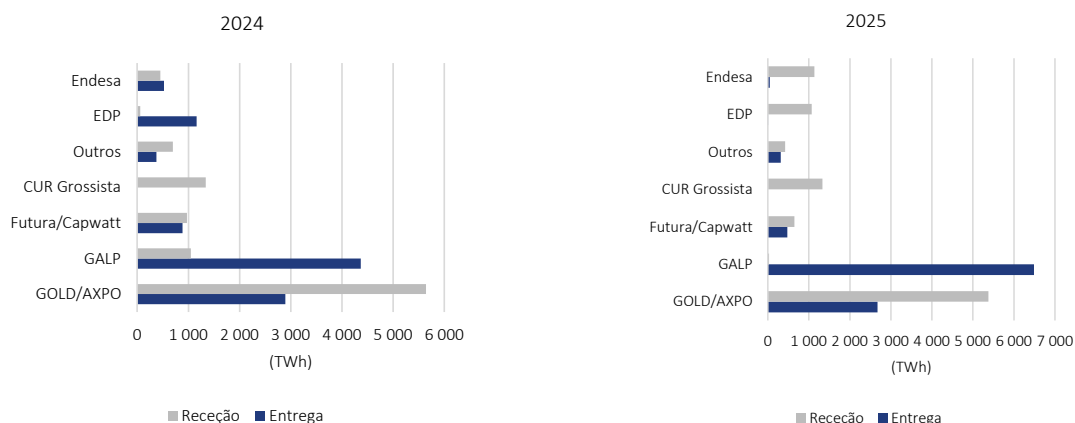
Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2024 e 2025



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

As trocas no VTP, em 2025, mantiveram a tendência do ano anterior com algumas diferenças a assinalar, nomeadamente:

- Nas entregas, a EDP registou uma descida face ao ano anterior por contrapartida a uma subida da Galp;
- Nas receções, o grupo AXPO mantém-se com a maior quota de mercado, verificando-se uma subida da EDP e, por outro lado, descida da Galp.

**Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2024 e 2025**

Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Na Figura 4-22 observa-se que a tendência geral se manteve face ao ano anterior verificando-se, no entanto, algumas variações em alguns agentes.

A Galp diminuiu os volumes compradores, mantendo aproximadamente os volumes vendedores. A GOLD/AXPO, por seu lado, manteve as posições. A Endesa alterou a sua posição para exclusivamente compradora. A EDP inverteu a situação exclusivamente vendedora para compradora.

A Futura/Capwatt e o CUR Grossista mantiveram as suas posições essencialmente inalteradas.

As atuações do GTG no VTP continuam a ser pouco representativas, razão pela qual as quantidades associadas estão agrupadas na categoria “Outros”.

## INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

### Pareceres sobre operações de concentração

No enquadramento legislativo português, as entidades reguladoras setoriais, entre as quais se inclui a ERSE, cooperam com a Autoridade da Concorrência (AdC) em matérias de defesa e promoção de concorrência, nos termos da Lei-Quadro das entidades reguladoras e do regime jurídico da concorrência.

Por sua vez, no âmbito dos respetivos estatutos <sup>176</sup>, a ERSE deve promover e defender a existência de um ambiente concorrencial, designadamente identificando e notificando à AdC a existência de situações que possam configurar práticas restritivas de concorrência. Adicionalmente, a legislação nacional, incluindo o regime jurídico da concorrência, aprovado pela Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, estabelece o princípio da colaboração entre as entidades reguladoras setoriais e a AdC.

Nesta linha, compete à ERSE, ao abrigo do artigo 5.º dos seus estatutos, *“fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados, sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência”*, tendo também a incumbência de *“denunciar à Autoridade da Concorrência as práticas restritivas da concorrência de que tenha conhecimento e colaborar com aquela no correspondente procedimento sancionatório”*.

Decorre ainda do regime jurídico da concorrência, a obrigação de articulação da AdC com as autoridades reguladoras setoriais no âmbito do controlo de concentrações. Assim, sempre que uma concentração de empresas tenha incidência num mercado que seja objeto da regulação setorial da ERSE, a AdC, antes de tomar uma decisão que ponha fim ao procedimento, solicita que a ERSE emita parecer sobre a operação notificada, fixando um prazo razoável para esse efeito.

Nestes termos, a ERSE deve ser consultada pela AdC no âmbito de processos de concentração empresarial, sempre que as entidades envolvidas atuem nos mercados sujeitos a regulação da ERSE. O parecer da ERSE não é vinculativo, nos termos da lei, podendo as medidas de minimização dos riscos concorrenciais (vulgo “remédios” da operação) ser acompanhadas pela ERSE.

O acompanhamento da concorrência nos mercados sujeitos a regulação da ERSE tem uma dimensão estrutural e outra comportamental. Tendencialmente, cabe à regulação setorial atuar sobre as condições estruturais de concorrência no mercado, nomeadamente através da regulamentação, que deve induzir princípios de desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE, enquanto regulador setorial, tem competências específicas de monitorização do funcionamento dos mercados elétrico e do gás natural.

Durante o ano de 2025 foi emitido um parecer solicitado pela AdC, referente à seguinte operação de concentração relativa ao setor do gás natural:

---

<sup>176</sup> [Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril](#), na sua redação atual.

- Operação de concentração de empresas que consistiu na aquisição pela IBERIS SEMPER – Sociedade de Capital de Risco, S.A., por intermédio dos fundos Iberis Greytech II Fund, Fundo de Capital de Risco Fechado e Iberis Greytech Co-investment Fund, Fundo de Capital de Risco Fechado, de controlo exclusivo sobre a Dourogás Natural – Comércio de Gás Natural e Energia, S.A. e a Dourogás Líquido – Comercializadora de Energia, S.A..

A operação de concentração incidiu sobre a comercialização de gás natural veicular (GNV), a comercialização de gás natural a Unidades Autónomas de Gás (UAG) privadas e emissão e comercialização de títulos de biocombustível.

A operação em questão não suscitou oposição por parte da ERSE, devido ao facto de não resultar em entraves significativos à concorrência efetiva nos mercados sob análise. Aliás, no que concerne ao setor da comercialização, verificou-se uma descentralização.

#### 4.2.1.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

##### CONCRETIZAÇÃO DO CONCEITO DE OPERADOR DOMINANTE

Em 2025, na sequência da Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro, que estabeleceu as regras para o apuramento das entidades a incluir na lista de operadores dominantes e do Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho, que estabeleceu as condições aplicáveis aos operadores dominantes na prestação do serviço de criação de mercado, a ERSE publicou a lista de operadores dominantes<sup>177</sup>, com base na informação de quotas de mercado, aferidas com a informação referente ao exercício de 2024 e apurou também, com base nos consumos de gás natural verificados no ano anterior e nas quotas de mercado de cada operador, o volume máximo de transações diárias a que cada operador dominante deveria estar sujeito.

As entidades assim definidas pronunciaram-se em audiência de interessados, previamente à publicação da referida lista. Refira-se, ainda, que, com base no Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho, que estabeleceu as condições aplicáveis aos operadores dominantes do SNG no desempenho do serviço de criação de mercado, os agentes de mercado, classificados nesta categoria, atuaram como tal, em 2025, no âmbito do VTP do MIBGAS, promovendo melhores condições de liquidez para as transações referentes ao SNG, em concordância com a Decisão da ERSE no âmbito da Diretiva n.º 7/2023 relativa à lista de operadores

---

<sup>177</sup> Disponível em: <https://www.erse.pt/media/11wbejv5/decis%C3%A3o-sobre-lista-operadores-dominantes-julho-2025.pdf>

dominantes do Sistema Nacional de Gás e respetivos volumes máximos de transação diário que lhes são aplicáveis.

#### 4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Em 2025, a penetração no mercado liberalizado manteve-se globalmente estável face ao ano anterior, evidenciando a consolidação do processo de liberalização do setor. Todos os segmentos de clientes registaram níveis de penetração superiores a 60%, quer em número de clientes, quer em consumo.

No final de 2025, cerca de 95% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo os centros eletroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado. Em número de clientes, a penetração do mercado liberalizado ficou acima de 70%.

No final de 2025, encontravam-se ativos 22 comercializadores no mercado livre de gás natural, dos quais 21 disponibilizavam ofertas para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup> (segmento residencial).

A intensidade de mudança de comercializador situou-se em cerca de 17% em número de clientes e 15% em consumo.

##### 4.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL DE EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

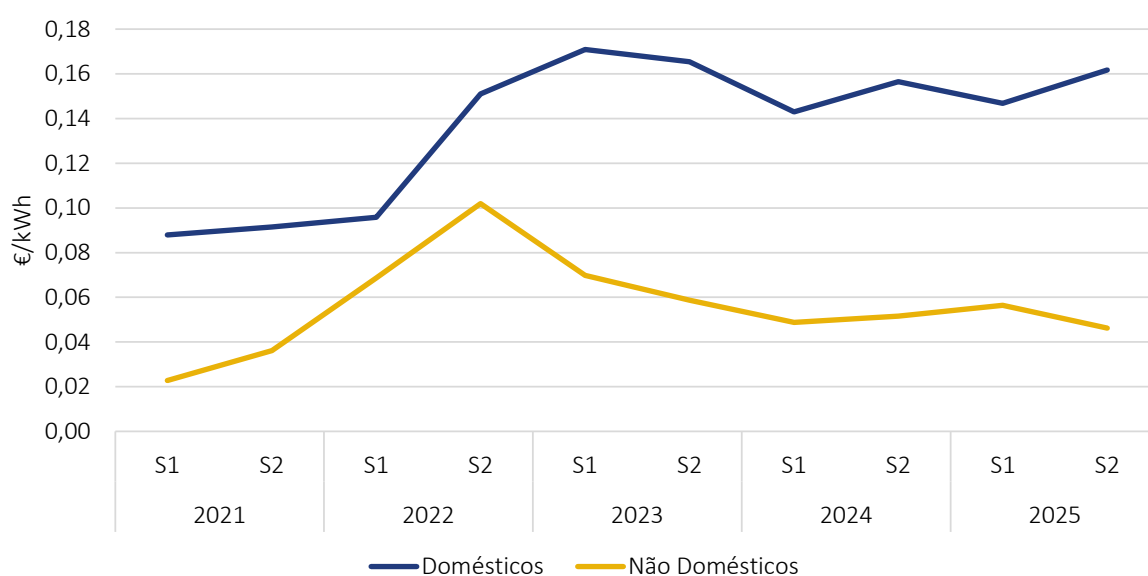
#### **METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA**

A ERSE recebe dos comercializadores, trimestralmente, informação sobre os preços médios faturados no mercado retalhista de gás natural, que utiliza nas suas funções de monitorização e supervisão desse mercado, bem como na ferramenta de informação para divulgação dos preços médios.

O reporte desta informação segue, desde o 4.º trimestre de 2024, o formato aprovado pela [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, que inclui informação sobre o tipo de preço praticado (fixo ou indexado) ou o tipo de cliente (ex.: clientes com tarifa social).

No ano de 2025, verificou-se um aumento dos preços médios do gás natural, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos (Figura 4-23) <sup>178</sup>. A evolução dos preços depende de uma diversidade de fatores, como os preços dos mercados grossistas, a evolução dos custos das redes, dos custos da proteção ambiental, bem como níveis de impostos aplicáveis.

**Figura 4-23 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)**

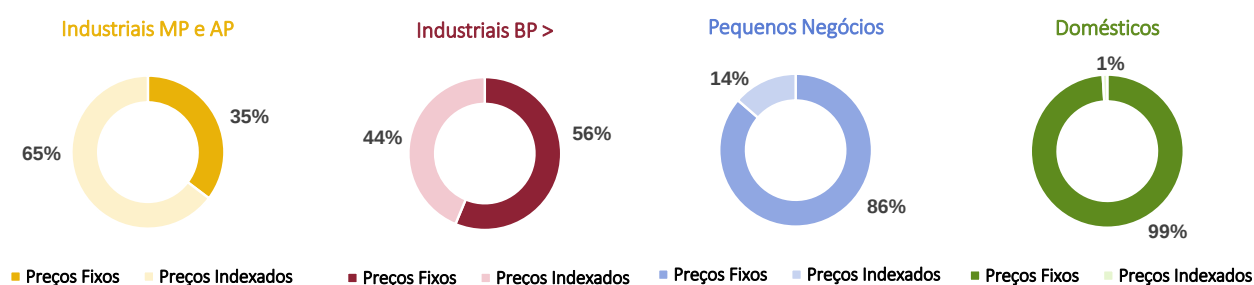


Fonte: Eurostat, ERSE

Para perceber a razão da variação dos preços em 2025, é conveniente olhar para a tipologia de contratação em cada segmento. A Figura 4-24 mostra que, no segmento de Clientes Domésticos, a quase totalidade da energia (99%) é comercializada em contratos a preço fixo. No segmento não doméstico, a situação varia entre os Consumidores Industriais em AP e MP, que contratam 65% da energia com algum tipo de indexação, e os Pequenos Negócios, onde essa percentagem é de apenas 14%.

<sup>178</sup> Os preços dos consumidores não domésticos são apresentados sem IVA pelo facto de ser uma componente do preço recuperada por estes, sendo esta também a metodologia adotada pelo Eurostat nos seus relatórios.

Figura 4-24 – Percentagem de energia comercializada no mercado livre em 2025, por tipo de preço e por segmento



Fonte: Reporte dos comercializadores, elaboração ERSE

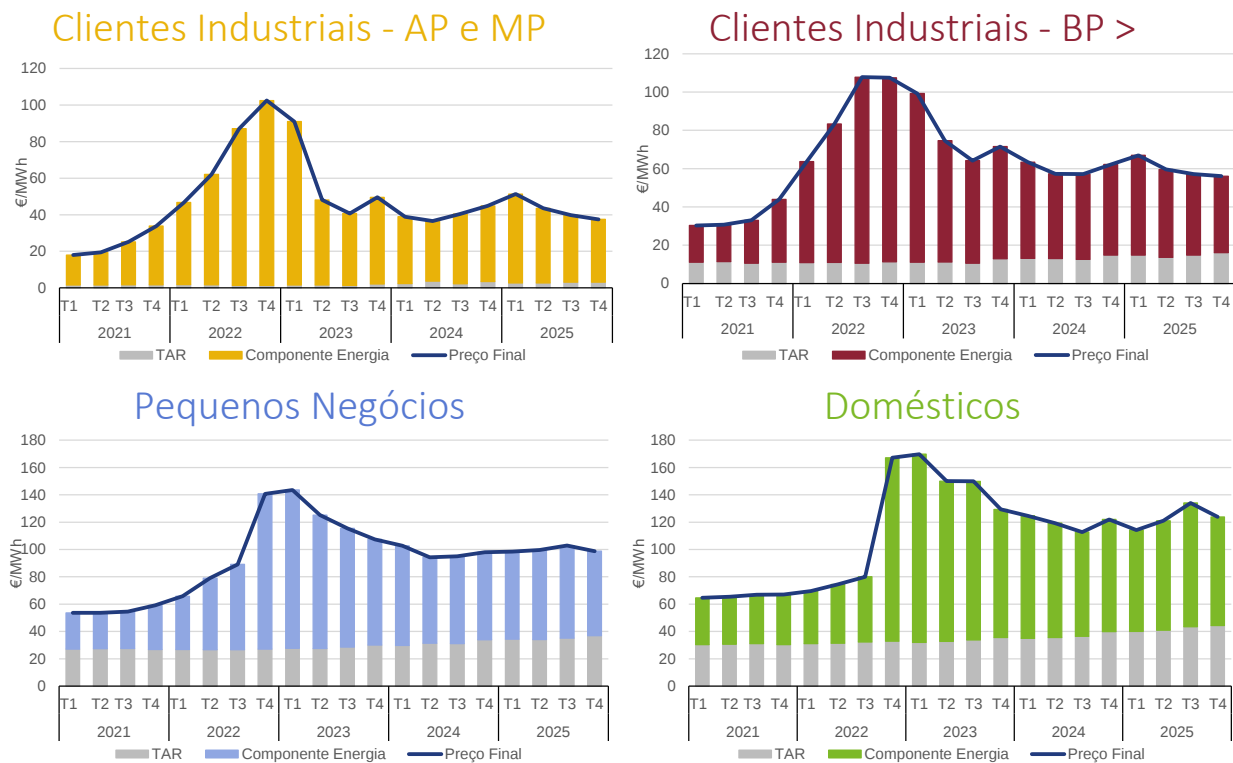
A Figura 4-25 apresenta a evolução trimestral do preço médio final (antes de taxas e impostos) no mercado retalhista por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia. Em quase todos os segmentos regista-se uma tendência de aumento do preço final no conjunto do ano.

No segmento dos Clientes Domésticos e dos Pequenos Negócios, essa subida deve-se ao aumento das TAR. No caso dos Clientes Industriais, registou-se um aumento acentuado nos primeiros dois trimestres, face ao período homólogo e depois uma redução nos dois últimos trimestres, embora no conjunto do ano, o nível de preços tenha estado mais elevado em 2025. Estas variações devem-se principalmente às alterações da componente de energia, embora no caso dos Industriais ligados em BP, se tenha registado um aumento da componente das TAR.

Cabe destacar que a informação das Figura 4-24 e Figura 4-25 constará de um relatório sobre preços e margens no mercado retalhista de gás natural, relativo ao ano de 2025, que ainda não se encontra publicado à data de elaboração deste documento. Um relatório semelhante foi publicado pela primeira vez, em 2025, relativo ao ano de 2024, e encontra-se disponível para consulta <sup>179</sup>.

<sup>179</sup> [Relatório sobre preços e margens no mercado retalhista de gás natural relativo ao ano de 2024.](#)

Figura 4-25– Evolução do preço médio final no mercado retalhista de gás natural por segmento e com decomposição por TAR e componente de energia



A ERSE recebe também, de forma permanente, informação atualizada<sup>180</sup> sobre os preços de referência<sup>181</sup> que os comercializadores praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão, com um consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<). Esta informação<sup>182</sup> é divulgada no simulador de preços de energia da ERSE<sup>183</sup>, que é uma importante ferramenta de apoio aos consumidores, para a escolha do seu fornecedor de energia. Complementarmente, são publicados boletins trimestrais sobre os preços de referência praticados no mercado em BP<<sup>184</sup>.

<sup>180</sup> É devido o envio em base anual e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

<sup>181</sup> Conjunto de tarifas, opções tarifárias, respetivos preços e indexantes por variável de faturação, bem como as condições de aplicação das tarifas (características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços).

<sup>182</sup> Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, o que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais.

<sup>183</sup> Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

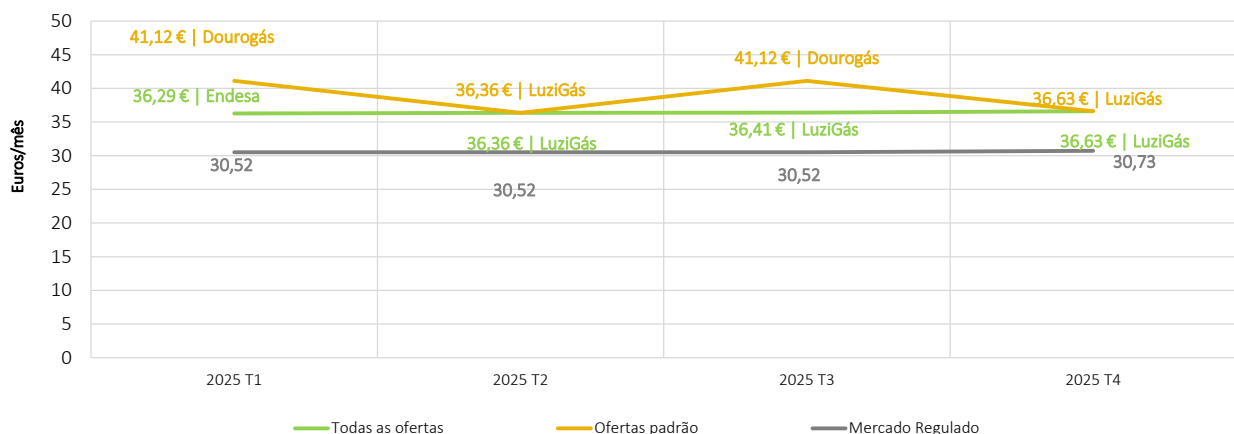
<sup>184</sup> Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#).

No último trimestre de 2025, existiam, para o consumidor tipo 2 <sup>185</sup>, 13 comercializadores em mercado livre com 199 ofertas comerciais, das quais 61 eram ofertas exclusivamente de gás natural e 138 eram ofertas duais <sup>186</sup>, o que corresponde a um aumento do número de comercializadores (+1) e a um decréscimo do número de ofertas (-3) face ao último trimestre de 2024.

A Figura 4-26 e a Figura 4-27 mostram a evolução das faturas mensais <sup>187</sup> das ofertas comerciais mais competitivas de gás natural e duais, respetivamente, face à Tarifa Regulada. Para o gás natural, a fatura da Tarifa Regulada foi sempre inferior à fatura da oferta mais competitiva em mercado, registando, no final do ano, um valor de 30,73 euros/mês, que contrasta com os 36,63 euros/mês da oferta de mercado livre mais competitiva. No fornecimento dual, as ofertas de mercado livre foram mais competitivas que a Tarifa Regulada no segundo e no quarto trimestres de 2025.

Para mais detalhes sobre as comparações para outros tipos de cliente, bem como sobre a metodologia de comparação utilizada, nomeadamente quanto ao tipo de ofertas e às componentes incluídas, pode ser consultado o [Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural do 4.º trimestre de 2025](#).

**Figura 4-26 – Fatura mensal das ofertas de gás natural mais competitivas em 2025 - consumidor tipo 2**

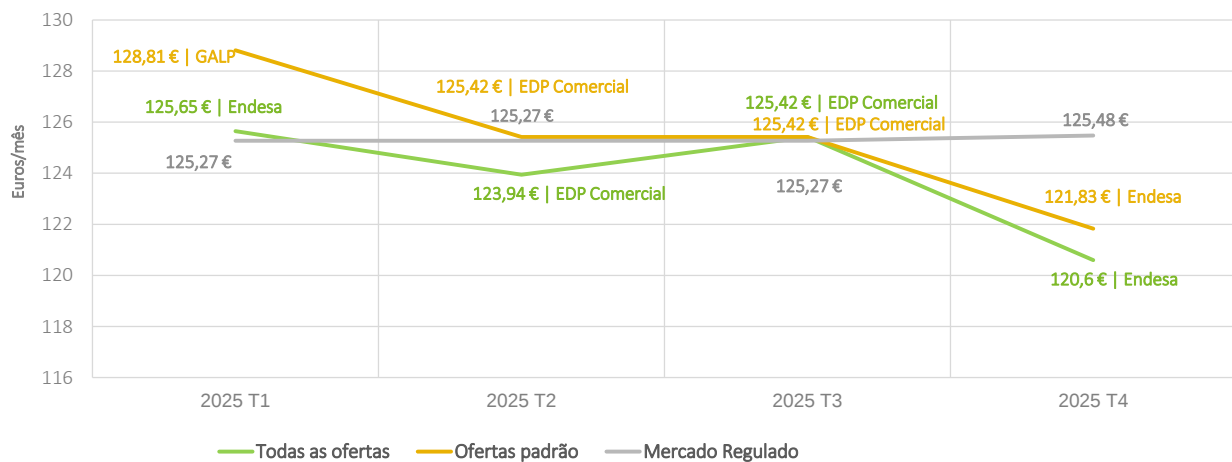


<sup>185</sup> Trata-se do tipo de consumidor com consumo anual de 3 407 kWh, que corresponde a 292 m<sup>3</sup>.

<sup>186</sup> Ofertas integradas de gás e de eletricidade.

<sup>187</sup> Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a TOS para o gás natural. A análise inclui as ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), as ofertas condicionadas, com fidelização e indexadas, mas exclui ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

Figura 4-27 – Fatura mensal das ofertas duais mais competitivas em 2025 - consumidor tipo 2



Fonte: dados ERSE

## TRANSPARÊNCIA

A ERSE disponibiliza, no seu site, um simulador que permite a comparação dos preços para instalações em baixa pressão<sup>188</sup>, de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental<sup>189</sup> no mercado do gás natural. Esta ferramenta disponibiliza informação objetiva e transparente aos consumidores de gás natural, permitindo-lhes avaliar as diferentes ofertas existentes no mercado e tomar decisões informadas, nomeadamente na escolha da melhor oferta no mercado adequada às suas necessidades.

A ERSE verifica ainda a divulgação nos sites dos comercializadores das ofertas que estes praticam no mercado. Quando se verificam discrepâncias ou lacunas, nomeadamente em termos de preços ou de condições comerciais, a ERSE reserva-se o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

A ERSE também disponibiliza uma lista interativa dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado”<sup>190</sup>, que permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

<sup>188</sup> Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt/gas/>.

<sup>189</sup> Nas Regiões Autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

<sup>190</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/>.

Além do simulador e da lista dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado”, a ERSE disponibiliza ainda, em formato aberto e atualizado, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais, que serve de base ao funcionamento do simulador de comparação de ofertas em BP<, garantindo o acesso à informação a todos os interessados.

A ERSE mantém, igualmente, disponível uma calculadora da tarifa social <sup>191</sup>. É um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de gás natural. A calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas publicadas pela ERSE.

A ERSE disponibiliza, também, um Simulador da TOS <sup>192</sup> que permite aos consumidores de gás natural estimar, de uma maneira simplificada e intuitiva, os custos decorrentes da TOS (sempre que permitida a sua repercussão), em função do concelho de residência, do nível de pressão, do período de consumo e do consumo de gás.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes em BP< devem disponibilizar publicamente, designadamente através dos seus sites, ofertas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes <sup>193</sup>.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, a informação relativa à parcela das tarifas de acesso, a indicação do volume de gás natural medido e dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m<sup>3</sup>, para unidades de energia, em kWh) <sup>194</sup> e da rotulagem do gás natural.

As regras de acesso, pelos clientes, à informação sobre os consumos de gás natural estão reguladas pela ERSE nos termos do RRC e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>195</sup>.

---

<sup>191</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-gas-natural/#tarifa-social>.

<sup>192</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/taxa-de-ocupacao-do-subsolo/>.

<sup>193</sup> Nos termos do Artigo 15.º, n.º 1 do RRC, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, em conjunto com a Declaração de Retificação n.º 830/2023, de 31 de outubro.

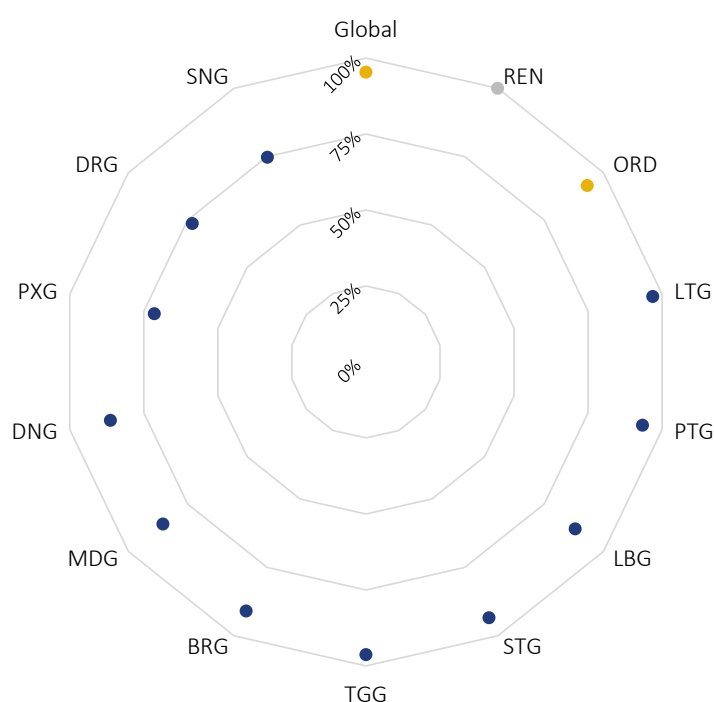
<sup>194</sup> A faturação de gás natural é efetuada em EUR/kWh, nos termos do artigo 22.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

<sup>195</sup> Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-28 apresenta a proporção do consumo abastecido por comercializadores em regime de mercado em 2025. Verifica-se que cerca de 95% do consumo total <sup>196</sup> de gás natural foi assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nos principais operadores de rede de distribuição.

**Figura 4-28– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2025**

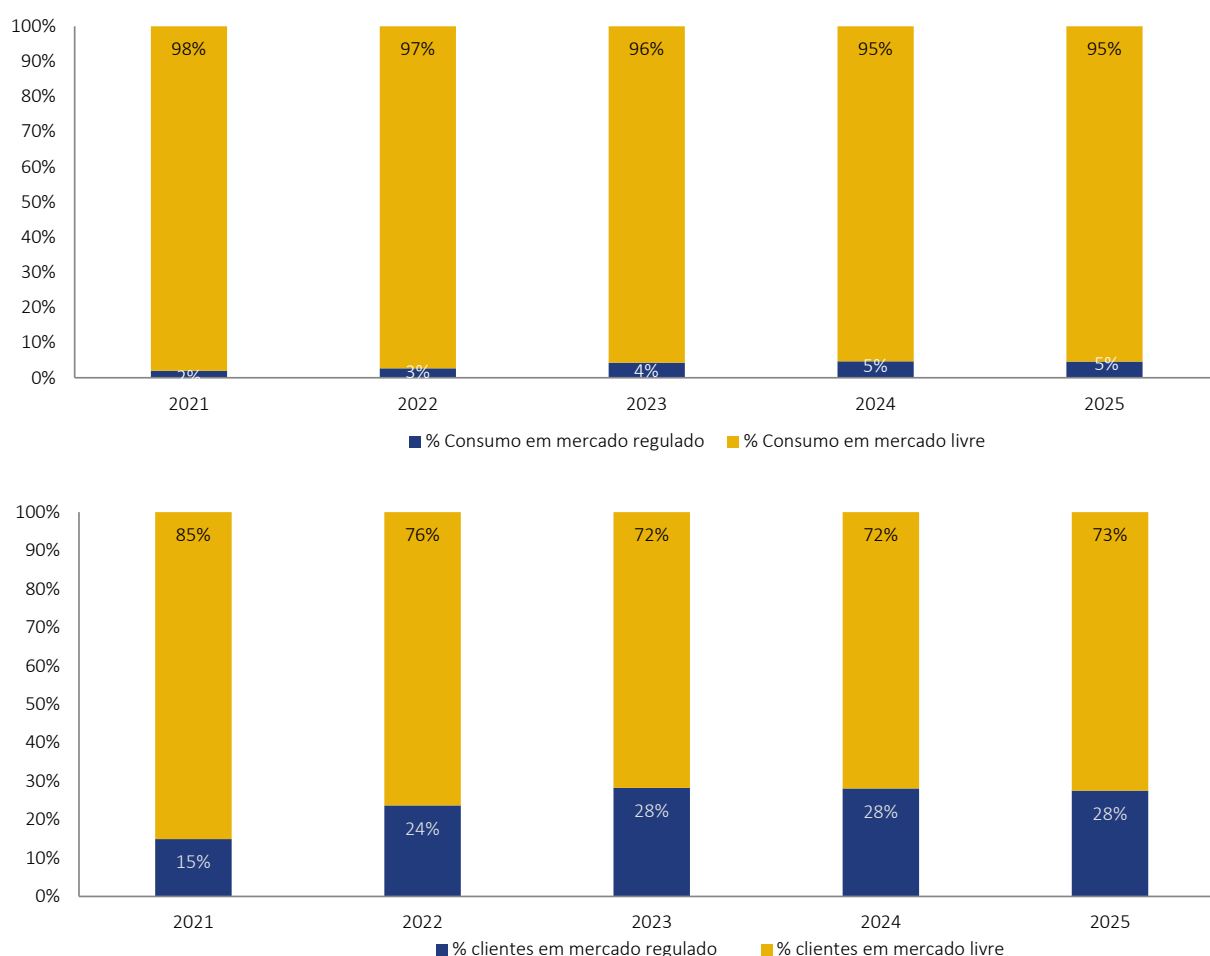


Fonte: dados OLMC. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

A evolução do mercado liberalizado, entre 2021 e 2025, pode ser observada na Figura 4-29.

<sup>196</sup> Excluindo os centros eletroprodutores, devido ao seu volume expressivo em termos de consumo.

**Figura 4-29 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2021 a 2025**



Fonte: dados OLMC

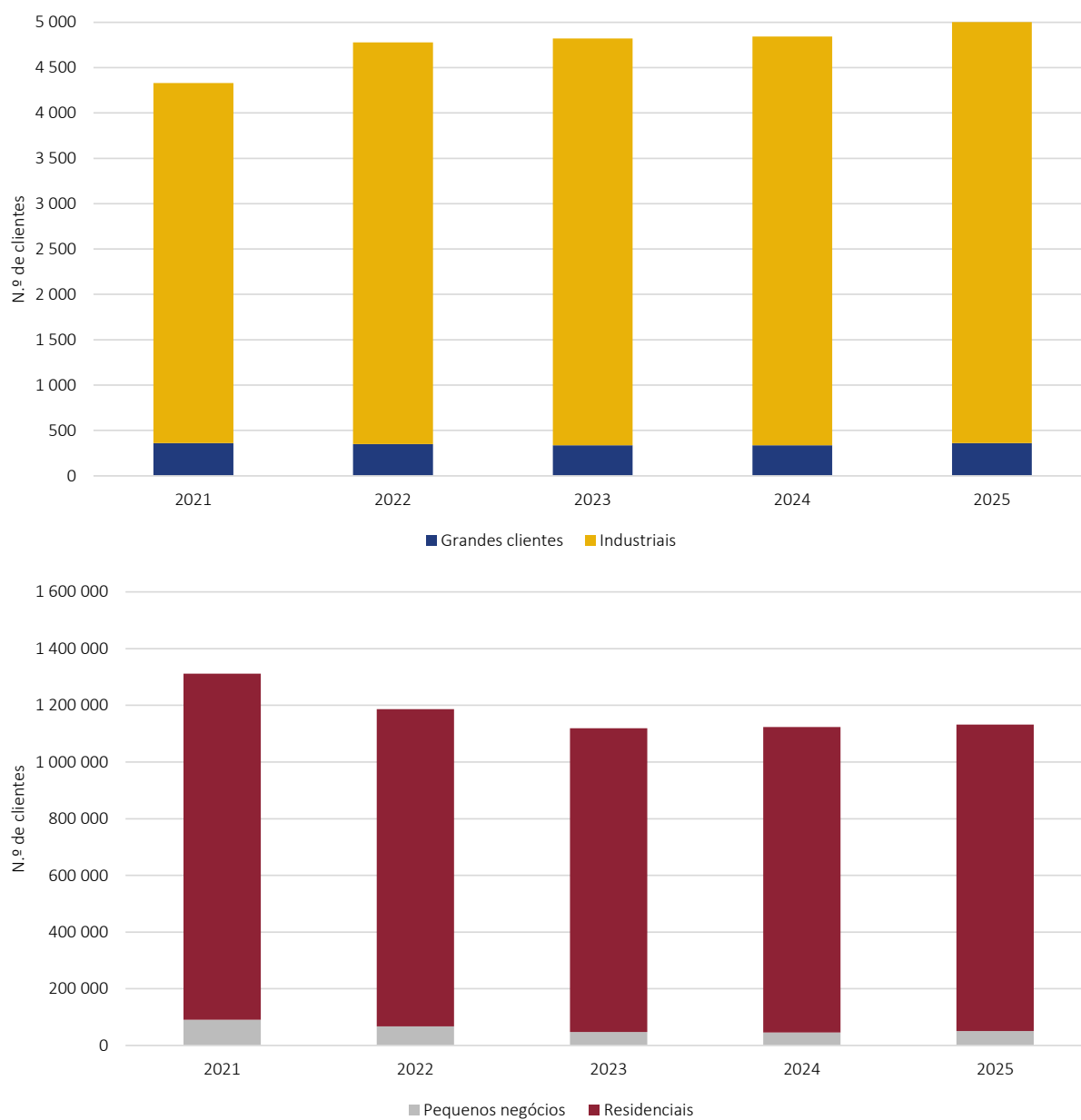
Quanto ao número total de clientes, a redução da dimensão do mercado liberalizado verificada em 2022 deveu-se essencialmente à possibilidade de regresso dos clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> anuais ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural, que passou a vigorar em setembro de 2022 <sup>197</sup>. Após essa redução, tem-se observado uma relativa estabilidade no mercado.

Em 2025, manteve-se a estabilidade da penetração do mercado livre em número de clientes <sup>198</sup> (Figura 4-30), encontrando-se cerca de 73% do total de clientes em regime de mercado.

<sup>197</sup> Determinada pelo Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, na sequência da crise energética associada à guerra da Ucrânia.

<sup>198</sup> Residenciais - conjunto de clientes com consumo anual de gás natural inferior a 500 m<sup>3</sup> (n). As suas instalações consumidoras estão tipicamente ligadas às redes de distribuição em baixa pressão.

Figura 4-30 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2021 a 2025



Fonte: dados OLMC

Pequenos negócios - conjunto de clientes com consumo anual de gás natural superior a 500 m<sup>3</sup> (n). As suas instalações consumidoras estão tipicamente ligadas às redes de distribuição em baixa pressão.

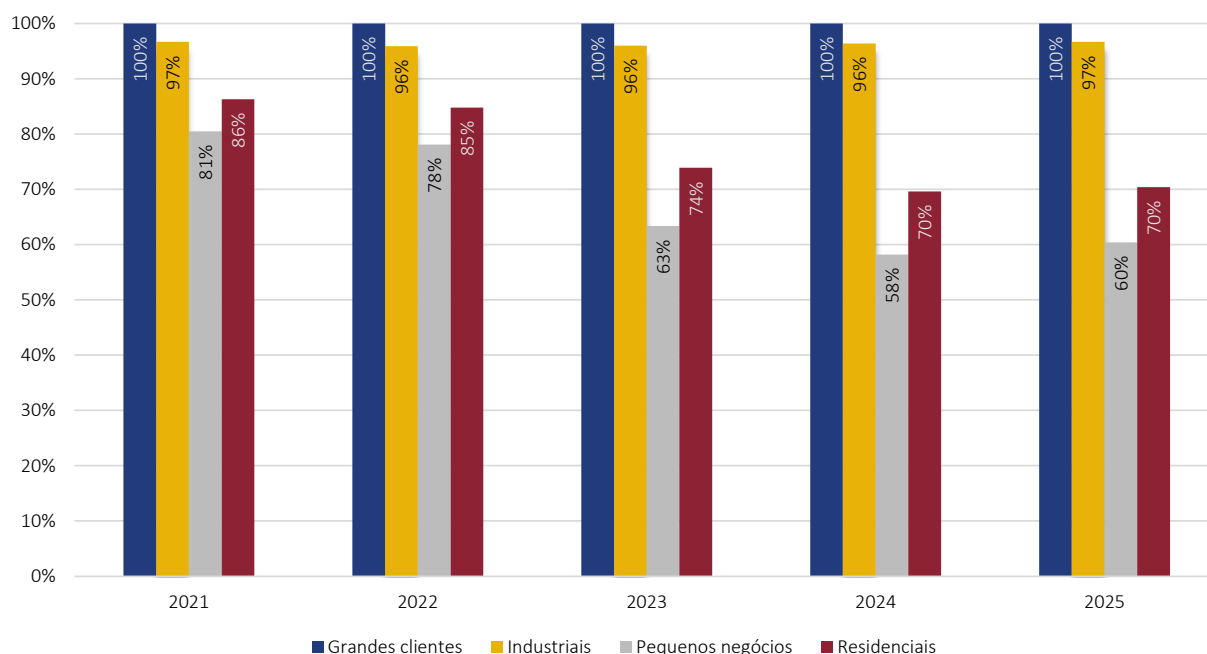
Industriais - conjunto de clientes com consumo anual superior a 10.000 m<sup>3</sup> (n) e inferior a 1 milhão de m<sup>3</sup> (n) de gás natural.

Grandes consumidores - conjunto de clientes com consumo anual superior a 1 milhão de m<sup>3</sup> (n) de gás natural. Tipicamente, podem estar ligados a redes de transporte ou de distribuição, em alta ou média pressão de fornecimento.

O segmento dos pequenos negócios e o segmento dos grandes clientes (com consumos anuais superiores a um milhão de m<sup>3</sup>) registaram aumentos de 11% e 7%, respetivamente, face a 2024. Por sua vez, os segmentos de clientes industriais e residenciais apresentaram ligeiros crescimentos de 3% e 0,2%, respetivamente, em comparação com o período homólogo.

A Figura 4-31 apresenta os consumos de cada segmento de clientes que se encontram em mercado liberalizado, observando-se que a totalidade do consumo dos grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado livre.

**Figura 4-31 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2021 a 2025**



Fonte: dados OLMC

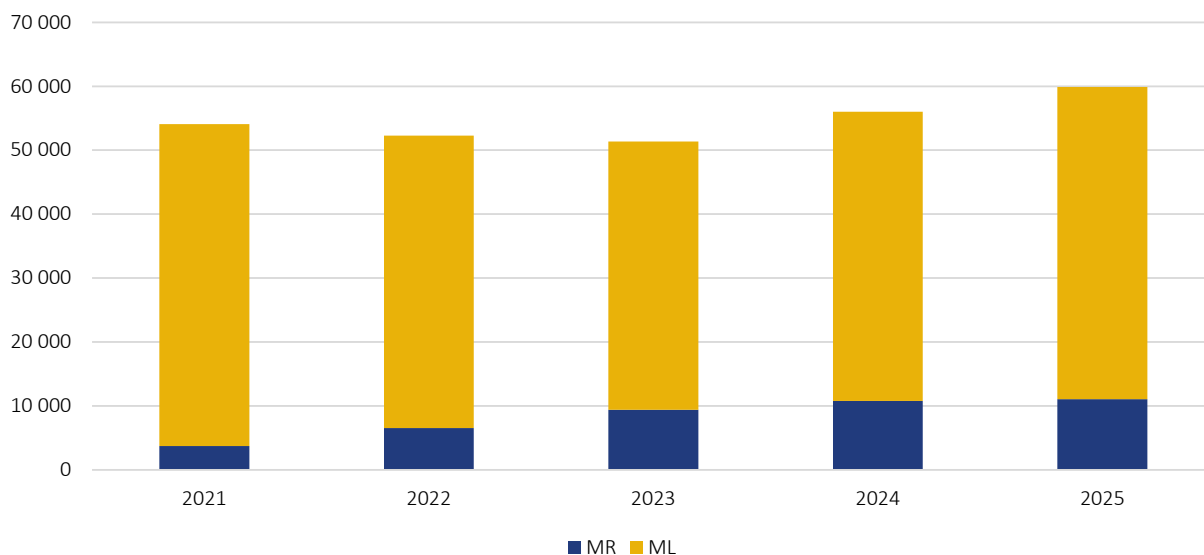
Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que cerca de 97% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado livre.

O segmento residencial, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando 70% dos clientes, mas apenas cerca de 6% do consumo total neste mercado.

No final de 2025, existiam 59 877 consumidores de gás natural abrangidos pela tarifa social, 11 039 no mercado regulado e 48 838 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-32. No global,

cerca de 4% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Entre 2021 e 2025, observou-se um crescimento significativo no número de beneficiários da tarifa social, de cerca de 11%.

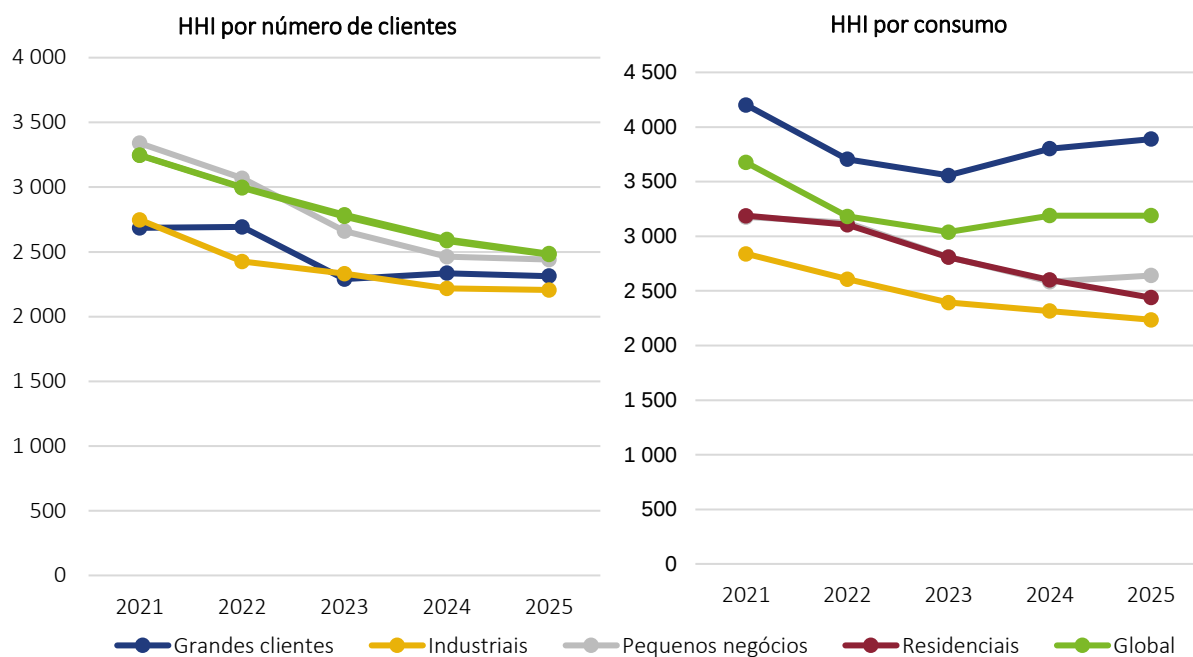
**Figura 4-32 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2021 a 2025**



Fonte: dados dos comercializadores

Desde 2021, observou-se uma tendência de redução do nível de concentração do mercado, em termos de número de clientes. No entanto, no que respeita ao consumo, destaca-se um aumento significativo da concentração do mercado no segmento dos grandes clientes desde 2023, conforme evidenciado na Figura 4-33.

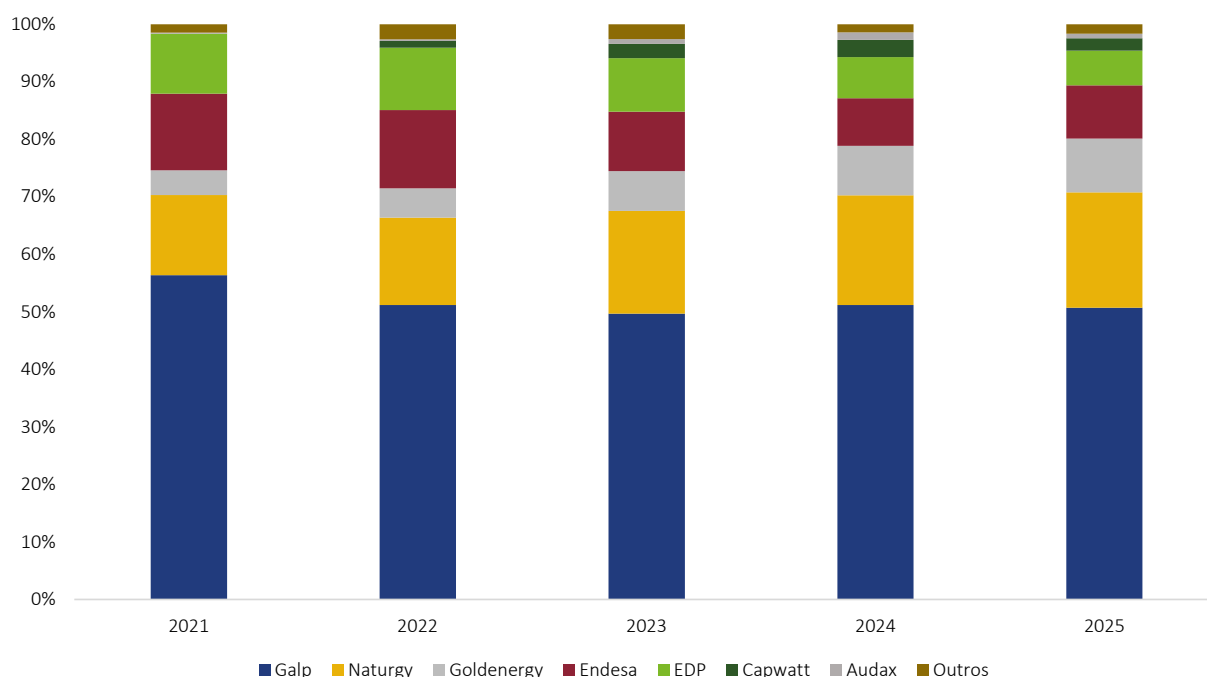
Figura 4-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2021 a 2025 (HHI)



Fonte: Dados OLMC

A Galp, o principal operador no mercado do gás natural, registou uma tendência de descida para cerca de 51% de quota de mercado, face aos 56% que detinha em 2021, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-34. Em sentido inverso, a Naturgy reforçou a sua posição no mercado, aumentando a sua quota para cerca de 20% em 2025, o que representa um acréscimo de cerca de 6 p.p. face a 2021.

**Figura 4-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2021 a 2025**



Fonte: dados OLMC

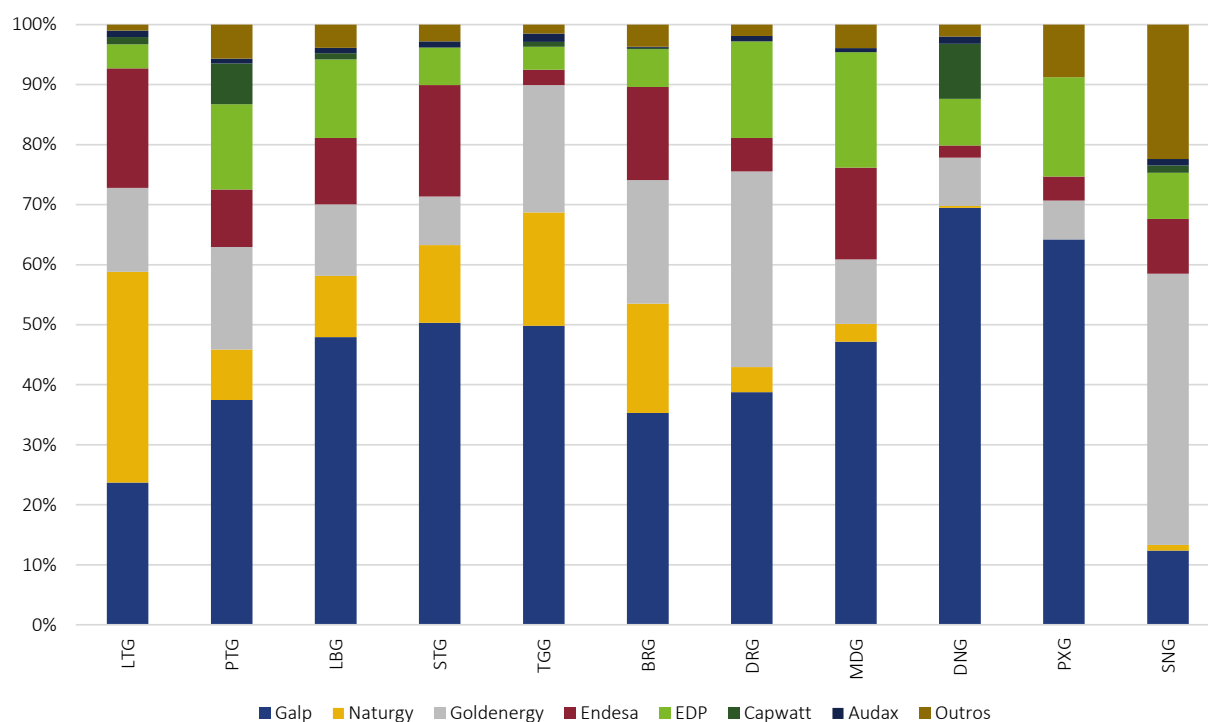
A repartição das quotas de mercado, em número de clientes abastecidos, por rede de distribuição, é ilustrada na Figura 4-35.

Em 2025, a Galp manteve a posição de principal comercializador na maioria das redes de distribuição, liderando nas redes operadas pela REN Portgás (PTG), LisboaGás (LBG), Setgás (STG), TagusGás (TGG), Beiragás (BRG), DurienseGás (DRG), Medigás (MDG), Dianagás (DNG) e Paxgás (PXG). Nas redes Dianagás (DNG) e Paxgás (PXG), a sua quota de mercado ultrapassou os 60% dos clientes abastecidos.

A Naturgy manteve a liderança na rede Lusitaniagás (LTG), sendo o comercializador com a maior quota de mercado.

A Goldenergy apresentou igualmente quotas significativas de fornecimento de gás natural, com particular destaque para a Sonorgás (SNG) com cerca de 45%. Registou ainda quotas significativas nas redes Tagusgás (TGG) e Beiragás (BRG), consolidando a sua posição entre os principais comercializadores.

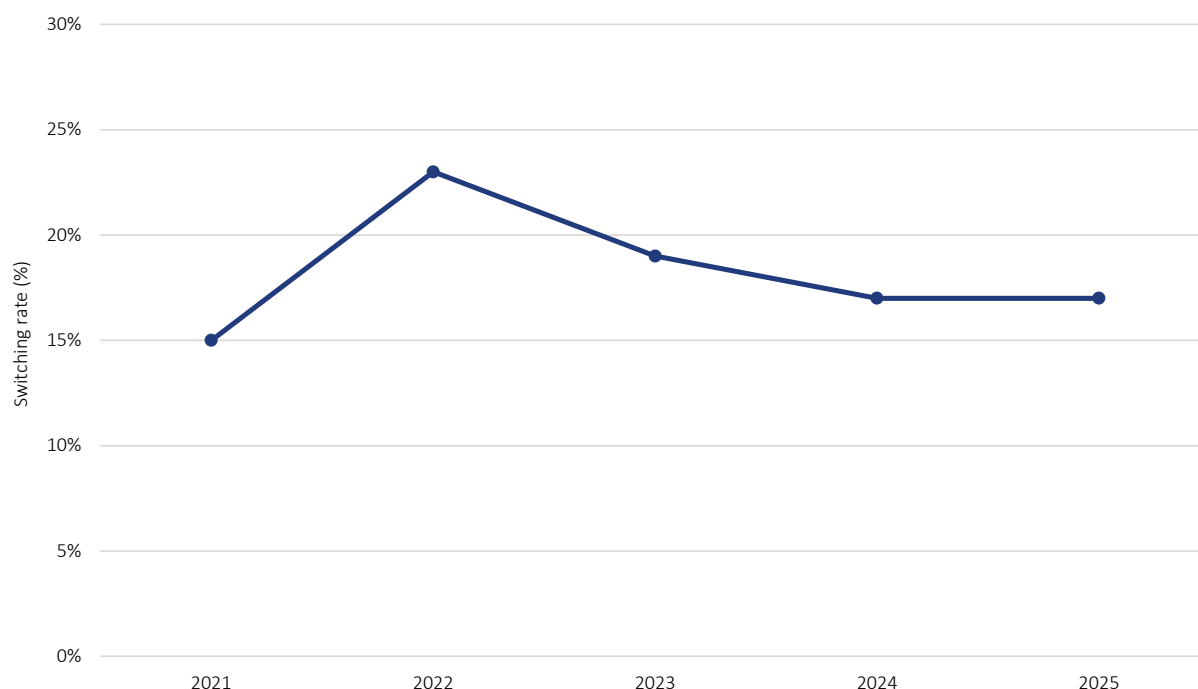
Figura 4-35 – Quotas de mercado, em consumo, por operador de rede de distribuição, 2025



Fonte: dados OLMC

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, apesar da tendência decrescente observada desde 2022. Em 2025, aproximadamente 17% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor, conforme evidenciado na Figura 4-36.

Figura 4-36 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2021 a 2025



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site <sup>199</sup> uma análise evolutiva do mercado retalhista de gás natural, sob a forma de relatório mensal, na qual são evidenciadas as questões de pressão competitiva no mercado e nos diferentes segmentos que o compõem.

#### 4.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER UMA CONCORRÊNCIA EFICAZ

##### PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2025, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos do artigo 78.º da Diretiva UE 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho <sup>200</sup>, no âmbito do mercado livre.

<sup>199</sup> Disponível no site da ERSE em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+G%C3%A1s+Natural&setor=&ano=&descricao=>.

<sup>200</sup> Artigo 78.º, n.º 1, al. w) da Diretiva.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano de 2024-2025, através da [Diretiva n.º 18/2024](#), de 16 de julho. Posteriormente, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano gás de 2025-2026, através da [Diretiva n.º 7/2025](#), de 27 de junho.

#### **REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA**

Desde 1 de julho de 2012 <sup>201</sup>, que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, aprovadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um carácter transitório.

No ano gás 2024-2025 e no ano gás 2025-2026, as tarifas transitórias aplicam-se apenas aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR em BP<. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas desde julho de 2012, outubro de 2020 e dezembro de 2022, respetivamente.

Em setembro de 2022, através do Decreto-lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, foi dada a permissão aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, de regressar ao mercado regulado, ao regime de tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, por forma a minimizar os impactos do encarecimento dos preços finais de gás natural, decorrentes do conflito armado na Ucrânia, no orçamento das famílias e dos pequenos negócios.

Nas situações de atuação do CURR para assegurar fornecimentos de último recurso, designadamente em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador, são aplicáveis as tarifas supletivas <sup>202</sup>, nos termos dos artigos 250.º do RRC e 16.º do RT do setor do gás.

A tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CURR aplica-se também aos clientes que, após extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, permaneçam no mercado regulado. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP, MP e BP> estão extintas, sendo que para

---

<sup>201</sup> Para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup>. Para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m<sup>3</sup>, o regime transitório iniciou-se a 1 de janeiro de 2013, nos termos do [Decreto-Lei n.º 74/2012](#), de 26 de março.

<sup>202</sup> O conceito de fornecimento supletivo encontra-se previsto Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG.

os fornecimentos nestes níveis de pressão, os CURR deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão. Conforme decorre do n.º 5 do artigo 16.º do RT, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo podem ser acrescidas de um diferencial para o mercado.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

No decorrer de 2025 não foram desenvolvidas novas medidas específicas para a promoção da concorrência efetiva, no entanto, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanha esta matéria, tanto mais que este é um elemento essencial ao regular funcionamento dos mercados.

#### **DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**

No decorrer de 2025 não existiram desenvolvimentos regulamentares específicos para a promoção da concorrência efetiva, no entanto, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanha esta matéria, tanto mais que este é um elemento essencial ao regular funcionamento dos mercados.

### **4.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO**

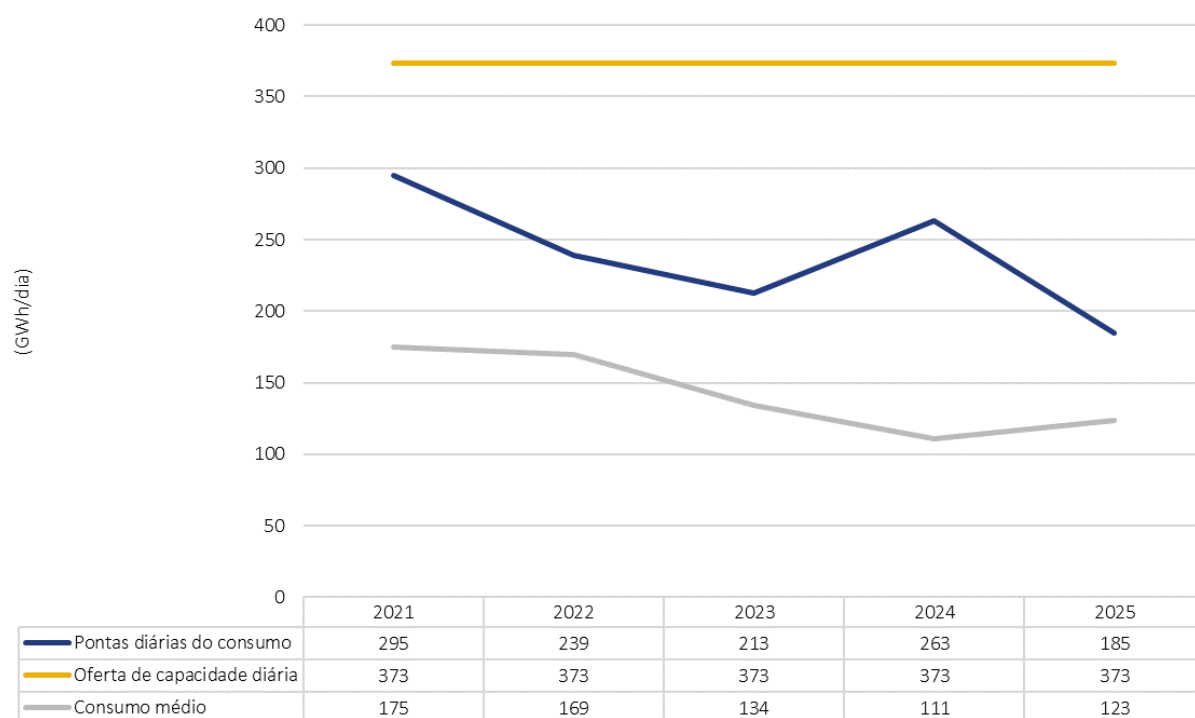
A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTG, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

Na Figura 4-37 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNG <sup>203</sup>, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2021 e 2025. Em média, o consumo médio diário de gás natural reduziu-se entre 2021 e 2025 cerca de 30%. De 2024 para 2025 verificou-se um crescimento do consumo total de gás natural. Este comportamento resultou da utilização, para resolução de restrições técnicas, das centrais de ciclo combinado na sequência do apagão de 28 de abril, que por si só apresentaram um crescimento de 93%. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNG ocorreu em 2021, tendo sido registado um valor de 295 GWh/dia. Em 2025 o valor da ponta de consumo foi de 185 GWh/dia.

---

<sup>203</sup> A oferta de capacidade no SNG corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTG e o terminal de GNL de Sines.

Figura 4-37 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo



Fonte: REN Gasodutos

Da análise da figura anterior, é possível constatar que a oferta de capacidade diária não teve nenhuma variação. Em 2025, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 33% e 50% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente.

O quadro seguinte apresenta a evolução do consumo anual de gás natural verificada nos últimos cinco anos, por tipo de cliente e por tipo de rede.

Quadro 4-6 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2021 e 2025

| Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh) | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|-----------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Centros eletroprodutores                                        | 22,33 | 28,11 | 16,31 | 7,16  | 13,79 |
| Clientes da rede de Alta Pressão                                | 14,35 | 9,66  | 9,94  | 10,63 | 9,08  |
| Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))    | 25,01 | 22,12 | 20,82 | 20,65 | 20,00 |
| Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))        | 2,17  | 1,93  | 2,03  | 2,09  | 2,15  |
| Total                                                           | 63,85 | 61,83 | 49,10 | 40,53 | 45,03 |

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás

(2) UAG - Unidades Autónomas de Gás

Fonte: REN Gasodutos

O quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG, entre 2021 e 2025.

**Quadro 4-7 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2021 e 2025**

| Indicadores do SNG                                                          | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Consumo máximo diário (GWh/dia)                                             | 295   | 239   | 213   | 263   | 185   |
| Capacidade comercial firme anual de importação por gasoduto (TWh/ano)       | 52,56 | 52,56 | 52,56 | 52,56 | 52,56 |
| Capacidade comercial firme anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)       | 29,2  | 29,2  | 29,2  | 29,2  | 29,2  |
| Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade técnica máxima) em TWh/ano | 117   | 117   | 117   | 117   | 117   |
| Capacidade máxima diária de regaseificação do terminal de GNL (GWh/dia)     | 321   | 321   | 321   | 321   | 321   |
| Capacidade de armazenamento de GNL (GWh)                                    | 2569  | 2569  | 2569  | 2569  | 2569  |
| Capacidade de armazenamento do Armazenamento subterrâneo em Mm3(n)          | 322,6 | 322,6 | 322,6 | 322,6 | 322,6 |
| Armazenamento subterrâneo - Máxima capacidade de extração (GWh/dia)         | 129   | 129   | 129   | 129   | 129   |
| Número de ORT                                                               | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |
| Extensão da rede de transporte (km)                                         | 1375  | 1375  | 1375  | 1375  | 1375  |
| Número de ORD                                                               | 11    | 11    | 11    | 11    | 11    |
| Extensão das redes de distribuição (km)                                     | 20037 | 20747 | 21097 | 21641 | 22044 |

Fonte: REN Gasodutos e ERSE

#### 4.3.1 MEDIDAS PARA GARANTIA DO ABASTECIMENTO

A promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural do SNG é feita através de medidas do lado da oferta e do lado da procura.

Apesar de o SNG ter dependido, durante vários anos, principalmente de um grande país fornecedor de gás - a Argélia - a diversificação de origens de aprovisionamento foi potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração ocorreu em 2004.

Outra das iniciativas visando a segurança do abastecimento, no que respeita à diversificação das fontes de aprovisionamento, foi a integração do mercado português no âmbito do mercado ibérico de gás, iniciada em 2017. Desde 2018 assinala-se a presença de agentes de mercado no SNG, com uma atividade expressiva em Espanha, embora se tenha verificado desde essa altura uma redução da utilização das interligações e o

aumento das cargas no terminal de GNL, com benefício da diversificação de fontes de aprovisionamento existentes em Espanha.

Uma outra forma de garantir a segurança do abastecimento de gás natural consiste na constituição e manutenção de reservas de segurança, as quais devem salvaguardar o aprovisionamento dos “clientes protegidos”, estabelecidos em conformidade com o Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, e os produtores de eletricidade não interruptíveis, por um período de 30 dias, numa situação de falta de aprovisionamento ao SNG.

De assinalar que, em 2025, o terminal de GNL esteve fechado durante vários dias por causa do estado do mar em Sines, levando à mobilização das reservas de segurança.

Tendo por base as conclusões do “Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SNG para o período 2025-2040”<sup>204</sup>, com exceção do ano de 2025, a RNTIAT dispõe de capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo do lado da oferta, também estão implementadas medidas do lado da procura, as quais consistem na utilização de combustíveis alternativos, em concreto, combustíveis derivados de petróleo, em substituição do gás natural, nos produtores de eletricidade interruptíveis. Com efeito, a central termoelétrica de ciclo combinado a gás natural de Lares dispõe de grupos bi-fuel e está autorizada contratualmente a garantir o seu funcionamento mediante a queima de combustível alternativo ao gás natural, nos termos previstos no artigo 99.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

---

<sup>204</sup> Publicado pela DGEG, na sequência da aprovação por [despacho](#) do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 26 de agosto de 2025.

## 5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

### 5.1 POBREZA ENERGÉTICA

A pobreza energética é uma problemática complexa e multidimensional, que resulta da combinação de um conjunto de fatores, em particular baixos rendimentos, dificuldades em aceder a serviços energéticos eficientes e com qualidade e do baixo desempenho energético das habitações, sendo, transversalmente, potenciada por baixos níveis de literacia energética. Esta situação manifesta-se quando os agregados familiares não dispõem de recursos económicos, das condições habitacionais ou da informação necessária para beneficiar, em condições justas e equitativas, dos serviços energéticos essenciais.

No contexto europeu, a pobreza energética assume particular relevância no âmbito da promoção de uma transição energética justa, procurando assegurar que os benefícios e os custos da transição são distribuídos de forma equitativa pela população. Neste sentido, constitui um domínio específico de intervenção das políticas públicas, distinto das políticas de inclusão social, que visam o combate à pobreza numa perspetiva mais abrangente.

O tema da pobreza energética tem vindo a ganhar visibilidade no seio da União Europeia (UE). Neste âmbito, foi criado em dezembro de 2016, o projeto Observatório Europeu da Pobreza Energética que pretende fomentar o conhecimento sobre a realidade da pobreza energética na Europa e promover o desenvolvimento de políticas e práticas inovadoras para a sua prevenção e mitigação.

O Eurostat publica informação sobre alguns indicadores de pobreza energética identificados pelo Observatório da Pobreza Energética da UE, destacando-se a percentagem de agregados familiares que registam atraso no pagamento de faturas dos serviços essenciais<sup>205</sup> e a percentagem de agregados familiares que enfrentam dificuldades em manter a habitação climatizada.

A Figura 5-1 apresenta a percentagem de agregados familiares com atrasos no pagamento de faturas de serviços essenciais, observando-se que Portugal regista valores significativamente abaixo da média europeia. Ainda assim, existem 4 estados-membros<sup>206</sup> com valores inferiores. Entre 2021 e 2025, a percentagem de agregados familiares em atraso diminuiu de 5,3% para 3,6%, apesar de uma ligeira

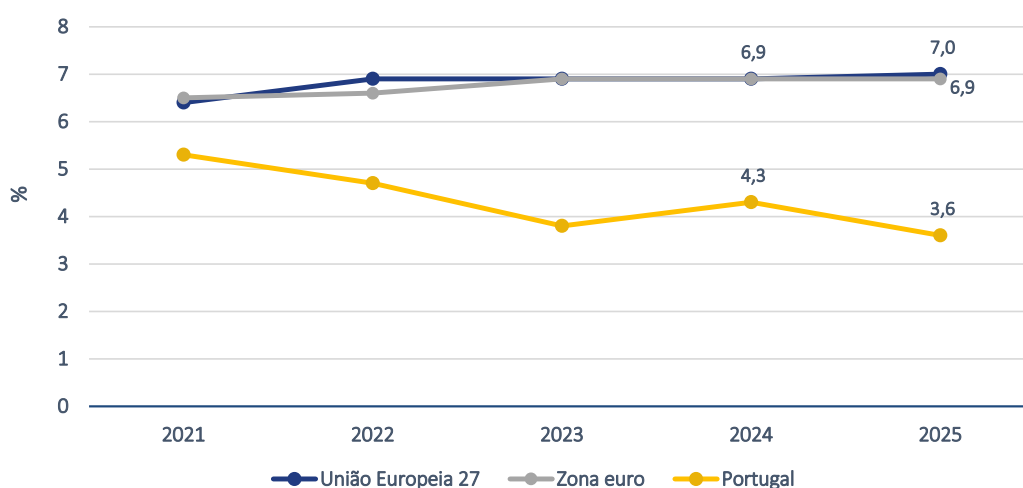
---

<sup>205</sup> Empresas que fornecem serviços públicos.

<sup>206</sup> Dinamarca, Polónia, Chéquia, Países Baixos

deterioração registada em 2024, quando o indicador aumentou para 4,3%. Em 2025, Portugal registou um valor de 3,6%, substancialmente inferior aos 6,9% observados na Zona Euro e aos 7,0% da média da União Europeia.

**Figura 5-1 – Percentagem de agregados familiares com atrasos no pagamento de faturas para serviços essenciais, 2021-2025**



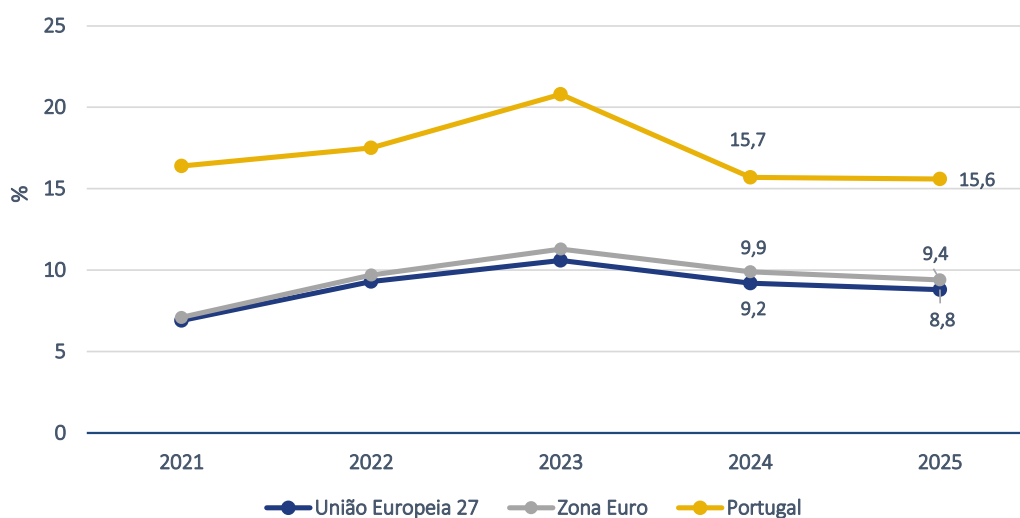
Fonte: Eurostat e Observatório Nacional da Pobreza Energética (ONPE-PT), Elaboração: ERSE

Relativamente ao indicador sobre a percentagem de agregados familiares com dificuldade em manter a casa adequadamente aquecida, Portugal continua a apresentar um valor significativamente superior à média da UE, ocupando a quinta pior posição entre os Estados-membros. Em 2025, este indicador situou-se em 15,6%, face a 8,8% na UE.

Apesar de permanecer acima da média europeia, Portugal registou progressos relevantes ao longo do período analisado. Em 2021, 16,4% da população declarava não conseguir manter a habitação adequadamente aquecida, valor que diminuiu para 15,6% em 2025. Paralelamente, a diferença face à média europeia reduziu-se de 9,5 para 6,8 p. p.

Após um agravamento em 2023, observou-se uma melhoria a partir de 2024, traduzida numa redução gradual da pobreza energética em Portugal, apesar de os valores continuarem acima da média europeia.

Figura 5-2 – Percentagem de agregados familiares com dificuldades em manter a habitação aquecida, 2021-2025



Fonte: Eurostat e Observatório Nacional da Pobreza Energética (ONPE-PT), Elaboração: ERSE

## 5.2 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia é uma atribuição geral da ERSE, refletindo-se em toda a sua atividade, estando subjacente às suas decisões regulatórias. As atividades de proteção dos consumidores inserem-se em vários temas: (i) medidas de natureza regulatória e regulamentar, designadamente sobre relacionamento comercial com os clientes de serviços energéticos; (ii) verificação do cumprimento da legislação e da regulamentação aplicáveis; (iii) disponibilização de informação e formação aos consumidores e seus representantes; (iv) promoção da resolução dos conflitos emergentes do relacionamento comercial; (v) compensações aos consumidores em resultado da aplicação do regime sancionatório.

### ACOMPANHAMENTO DO RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES DE SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Neste âmbito, além das diversas ações de fiscalização (inspeções, auditorias, cliente mistério, etc.), destaca-se o registo e o acompanhamento das condições contratuais gerais propostas pelos comercializadores em regime de mercado, bem como das respetivas atualizações, na sequência do qual efetua recomendações de alteração visando o cumprimento das disposições legais e regulamentares

aplicáveis ao fornecimento de energia. Através de amostragem, também as reclamações registadas nos Livros de Reclamações (físico e eletrónico) são objeto de verificação de possíveis contraordenações.

#### **DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO E FORMAÇÃO AOS CONSUMIDORES E SEUS REPRESENTANTES**

Na informação aos consumidores, além da resposta às solicitações individualmente apresentadas, são elaborados e divulgados periodicamente conteúdos formativos e informativos através do site da ERSE, na área especificamente dedicada aos consumidores de energia. São disponibilizados vídeos educativos, folhetos explicativos (em formato digital e físico), tendo sido dada continuidade, em 2025, à linha informativa ERSExplica, com o objetivo de tornar os temas regulatórios mais acessíveis aos consumidores e outros interessados.

Assim, ao longo do ano de 2025, foram divulgados 16 ERSExplica sobre temas relevantes para os consumidores de energia:

- Aplicação do IVA na fatura de eletricidade;
- 10 Perguntas & 10 Respostas – Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026;
- Investigação ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025 (diversos folhetos);
- 10 Perguntas & 10 Respostas – Tarifas e Preços de Gás Natural de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026;
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica 2024 – Gás;
- Qualidade de Serviço Comercial 2024 – Setor elétrico e do gás;
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica 2024 – Eletricidade;
- 11 Perguntas & 11 Respostas – Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2026;
- Perguntas & Respostas – Serviços Adicionais;
- 10 perguntas & 10 respostas – Atualização dos períodos horários em Portugal continental;
- 11 perguntas & 11 respostas – Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2026.

À semelhança de anos anteriores, em 2025, a ERSE manteve a produção de diversos folhetos informativos com o objetivo de esclarecer os consumidores:

- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados à população idosa;

- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados ao comércio local.

Durante o ano de 2025, a ERSE prosseguiu com a produção de novos vídeos relativos à ação “Vamos Simular Consigo”, iniciada, em março, na Antena 1, para assinalar a comemoração do Dia Mundial dos Direitos do Consumidor. Seguiram-se posteriormente vídeos sobre as ações na Bayer e na Impresa. Foi ainda elaborado um vídeo sobre a operação Censos Sénior, em parceria com a GNR, que decorreu em outubro, em Coimbra e na Lousã, e outro sobre o ConVERSE relativo ao “Biometano: Potencial e caminho a seguir”, que se realizou na ERSE em setembro.

Estes conteúdos foram disponibilizados nos canais do Youtube, LinkedIn e Instagram da ERSE.

Em 2025, a ERSE reforçou a parceria com a Antena 1, por mais três anos, até 2028, para uma quarta campanha informativa destinada a esclarecer as dúvidas mais comuns dos consumidores de energia.

Esta campanha, iniciada em 2023, contou, em 2025, com a emissão de 103 episódios relativos à terceira temporada. A quarta temporada iniciou-se em outubro e contou até ao final do ano com a emissão de mais 51 episódios, num total anual de 154 episódios, emitidos de segunda a sexta-feira.

Os temas abordados, com base em dúvidas suscitadas pelos ouvintes, são muito diversos, como as tarifas de eletricidade e de gás, as inspeções de gás, a resolução de avarias na via pública, faturas por estimativa, serviços adicionais, resolução de problemas com o fornecedor de energia, carregamento do carro elétrico, problemas com fornecimentos de energia e sua qualidade, tarifa social, painéis solares, potência a contratar, o que é a eletricidade verde, etc.

Os *podcasts* foram disponibilizados na plataforma digital RTP Play, Spotify e Apple Podcast, bem como nas redes sociais da ERSE (Instagram e YouTube) e da RTP (Facebook e Instagram).

O Boletim do ACE é emitido trimestralmente. Neste boletim são divulgados dados relativos aos pedidos de informação, reclamações e intervenções da ERSE tratados em cada trimestre, fazendo a sua comparação com os quatro trimestres anteriores (incluindo temas e principais resultados obtidos com a intervenção da ERSE). É divulgada ainda informação estatística sobre o atendimento telefónico prestado pela ERSE aos consumidores, ações de informação/formação organizadas e participadas pela ERSE e materiais informativos e pedagógicos elaborados. Acresce ainda a exposição de um tema, ação ou evento que tenha envolvido a ERSE, com o propósito de aumentar a literacia energética dos consumidores de energia.

Ao abrigo do programa ERSEFORMA, em 2025, foram promovidas nove ações de esclarecimento e de formação junto, entre outras, entidades de defesa dos consumidores e de resolução alternativa de litígios de consumo, em especial os centros de arbitragem de conflitos de consumo.

Os temas destas ações de formação foram:

- Tarifas e preços de energia elétrica;
- Licenciamento de autoconsumo coletivo;
- Sessões de esclarecimento de dúvidas relativas ao setor energético aos centros de arbitragem de conflitos de consumo;
- Sessão de esclarecimento sobre autoconsumo com venda de excedente, potência requisitada e contratada.

No âmbito dos protocolos estabelecidos pela ERSE com entidades terceiras, foram realizadas as seguintes ações de formação:

- Tarifas e preços de energia elétrica – Confederação dos Agricultores de Portugal (CAP);
- Escola Segura – GNR;
- Licenciamento de Autoconsumo Coletivo – Agência para a Energia (ADENE);
- Sessão de informação sobre custos da eletricidade para clientes industriais – Associações Empresariais de Águeda e de Aveiro;
- Censos Sénior – GNR;
- Comércio Seguro – GNR.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados no site da ERSE <sup>207</sup>.

No âmbito das comemorações do Dia Mundial dos Direitos do Consumidor (15 de março), a ERSE lançou um novo serviço intitulado “Vamos Simular Consigo”. O objetivo principal desta ação é a divulgação do

---

<sup>207</sup> Disponível na área do ERSEForma no site da ERSE em <https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/>

simulador de preços de energia da ERSE, incentivando assim a procura por ofertas mais vantajosas de eletricidade e de gás natural e o esclarecimento de dúvidas através do contacto direto com o consumidor. As empresas podem inscrever-se através do formulário<sup>208</sup> disponível no site da ERSE. Estas iniciativas têm-se revelado um momento de proximidade com os consumidores muito útil no esclarecimento de dúvidas e promoção da literacia energética.

Em 2025, a ERSE realizou 529 simulações, em 23 empresas e outras entidades e identificou um potencial médio de poupança mensal nas faturas de 13 euros, que corresponde a redução de cerca de 20% no valor da fatura. O balanço<sup>209</sup> deste ano pode ser consultado no site da ERSE.

Em maio, ao abrigo do Protocolo de Cooperação assinado com a GNR, a ERSE participou numa ação de sensibilização junto da população mais jovem, no Agrupamento de Escolas de Rates, na Póvoa de Varzim.

Em outubro, a ERSE esteve presente numa ação de sensibilização, no âmbito da operação “Censos Sénior”, junto da população idosa nas freguesias de Cernache, Espinhal e Lousã, no distrito de Coimbra. A ERSE associa-se anualmente a esta operação de policiamento de proximidade com a presença em sessões de esclarecimento, mas também com divulgação de um folheto onde constam vários alertas sobre eletricidade e gás natural, bem como conselhos da GNR sobre comportamentos de segurança a adotar por parte desta população mais vulnerável. As principais dúvidas centraram-se na mudança de comercializador, na contratação de serviços adicionais, nos prazos para desistência do contrato em caso de arrependimento, nas boas práticas para evitar fraudes, designadamente contratações não pretendidas, nos pagamentos falsos e nas questões relacionadas com a Tarifa social.

Ainda em outubro, a ERSE acompanhou a GNR na realização de uma ação presencial junto do comércio local, no âmbito da operação “Comércio Seguro”, em Alcácer do Sal. Foram contactados cerca de nove lojistas, esclarecendo dúvidas sobre a escolha do fornecedor e celebração do contrato, a mudança de comercializador, leituras dos contadores e prevenção de infrações ou burlas neste âmbito. Foram distribuídos folhetos com alertas sobre eletricidade e gás natural para este segmento de clientes e foram prestados conselhos de segurança.

Em 2025, a ERSE continuou a disponibilizar um serviço de atendimento telefónico ao consumidor, nos dias úteis, entre as 9h00 e as 19h00. Os temas mais complexos são encaminhados para uma segunda linha mais

---

<sup>208</sup> Formulário disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/erseforma/vamos-simular-consigo/>

<sup>209</sup> Balanço disponível em [https://www.erse.pt/media/h10b2a2v/ace\\_dce\\_dia-do-consumidor.pdf](https://www.erse.pt/media/h10b2a2v/ace_dce_dia-do-consumidor.pdf)

especializada, através de devolução de chamada, habitualmente realizada no prazo máximo de 24 horas, nos dias úteis.

Em 2025 foram atendidas 9 750 chamadas, tendo sido efetuadas 847 devoluções de chamadas.

#### **PROMOÇÃO DA RESOLUÇÃO DOS CONFLITOS EMERGENTES DO RELACIONAMENTO COMERCIAL**

Na vertente da resolução de conflitos, emergentes das relações de natureza comercial e contratual entre os comercializadores e os consumidores de energia, além do esclarecimento das partes envolvidas, a ERSE pode recomendar ou sugerir a resolução de um litígio, ainda que não possa impor a solução do caso concreto. Em paralelo, a ERSE fomenta o recurso à arbitragem, em especial a assegurada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes. A ERSE fornece apoio técnico e financeiro aos sete Centros de Arbitragem de Conflitos de Consumo (CACC), cuja atuação cobre o território de Portugal continental, com os quais celebrou protocolos de cooperação em 2019.

No âmbito do acompanhamento da aplicação dos protocolos celebrados, em 2025, a ERSE participou em 14 assembleias gerais ordinárias, quatro conselhos técnico-financeiros e dois conselhos de representantes dos centros de arbitragem.

Foram igualmente estabelecidos diversos outros contactos com estas entidades, bem como com os demais reguladores de serviços públicos essenciais e com a Direção-Geral do Consumidor e a Direção-Geral da Política da Justiça no âmbito do acompanhamento dos protocolos celebrados com os CACC. Foi igualmente prestado apoio técnico, quando solicitado, a alguns destes centros de arbitragem, sobre questões levantadas na apreciação de conflitos submetidos ao Tribunal Arbitral desses centros. Foram realizadas seis ações de formação dirigidas aos CACC.

Como referido, a ERSE presta apoio financeiro a estas entidades, conforme previsto na lei e nos referidos protocolos. O cálculo dos valores a atribuir a cada um dos centros de arbitragem pressupõe a avaliação do cumprimento dos indicadores de desempenho definidos nos referidos protocolos. Para o efeito, é remetida à ERSE informação estatística relativa ao movimento processual nos centros de arbitragem, além de cópia das próprias decisões arbitrais sobre o setor energético, que foram analisadas, classificadas e registadas numa base de dados.

## QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço prestado aos consumidores pode ser analisada em duas vertentes: qualidade de serviço técnica e qualidade de serviço comercial. A qualidade de serviço comercial inclui a comunicação das empresas com os clientes, os serviços prestados nas instalações dos clientes e as reclamações e pedidos de informação recebidos pelas empresas. A regulamentação da qualidade de serviço comercial define ainda o que são clientes com necessidades especiais e clientes prioritários, e especifica os procedimentos das empresas para com estes. Na qualidade de serviço comercial, os limites de tempo e padrões são iguais para ambos os setores (eletricidade e gás), com algumas exceções relacionadas com as características específicas dos serviços prestados.

A ERSE, em 2025, continuou a fiscalizar e a monitorizar o cumprimento das obrigações de qualidade de serviço de âmbito comercial definidas no RQS, através de:

- Ações de cliente-mistério sobre falta de pagamento e serviços adicionais, nas quais foram identificadas oportunidades de melhoria para o desempenho das empresas. Foram, igualmente, definidas otimizações a implementar em futuras revisões regulamentares;
- Três ações de inspeção a centros de atendimento de três comercializadores;
- Publicação dos resultados da auditoria à E-REDES e à Lisboagás (Floene);
- Reuniões periódicas com 12 empresas (comercializadores e operadores das redes), para acompanhamento do desempenho trimestral destas e esclarecimento de questões.

Quanto à divulgação de informação, a ERSE atualizou, na sua página na internet, o *dashboard* interativo para consulta dos dados mais relevantes da qualidade de serviço comercial, com informação de cada empresa e com séries temporais, e publicou o relatório anual de qualidade de serviço comercial dos setores elétrico e do gás.

## 5.3 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

O relacionamento contratual e comercial entre os consumidores e os respetivos prestadores de serviços energéticos gera dúvidas, reclamações ou mesmo conflitos. Cabe aos comercializadores, operadores das redes e outros prestadores de serviços o seu tratamento, nomeadamente através da resposta direta aos seus clientes.

À ERSE cabe um papel de intervenção em segunda instância, ou seja, quando os consumidores não tenham visto as suas pretensões esclarecidas ou resolvidas pelo prestador do serviço.

Diariamente, são recebidos e encaminhados para a ERSE os seguintes tipos de processos:

- Reclamações de consumidores que utilizam os livros de reclamações (formatos físico e eletrónico) das empresas prestadoras de serviços sujeitos a regulação. Tratam-se de reclamações dirigidas às empresas que a ERSE recebe em cópia, por força do regime jurídico do livro de reclamações;
- Solicitações de intervenção da ERSE em reclamações em que o consumidor não ficou satisfeito com a resposta recebida ou não chegou a obter resposta;
- Pedidos de informação dirigidos à ERSE.

Em 2025, foram registadas 19 074 novas reclamações dirigidas diretamente às empresas através dos seus livros de reclamações, 4 574 pedidos de intervenção da ERSE em reclamações e 3 467 pedidos de informação escritos dirigidos à ERSE. O número total de processos (27 115) representa um aumento de cerca de 4% relativamente ao total de 2024 (26 019).

As reclamações recebidas na ERSE são um subconjunto do total de reclamações recebidas pelos prestadores de serviços, uma vez que a ERSE só recebe as que são apresentadas através do livro de reclamações (físico e eletrónico) das empresas. Não há, por regra, uma análise de cada caso concreto exposto em livro de reclamações, dando-se primazia a que a empresa resolva a questão com o seu cliente. Todas as reclamações são registadas e objeto de tratamento estatístico (número, tipificação, prazos de resposta, etc.). O setor elétrico, com cerca de 6,6 milhões de clientes, foi o setor que motivou um maior número de reclamações recebidas na ERSE, num total de 14 182 (74%). Os clientes com contratos de gás natural, cerca de 1.6 milhões, motivaram a apresentação de 1 897 reclamações (10%). Os clientes com fornecimento dual (eletricidade e gás natural), cerca de 671 mil, deram origem a 2 035 reclamações (10%). O subsetor dos gases de petróleo liquefeito (GPL) canalizado apresentou um total de 437 reclamações e a mobilidade elétrica 695 reclamações. O tema da faturação, nas suas diversas subcategorias (falta ou difícil acesso à faturação, dupla faturação, faturação pouco clara ou incorreta e acertos de faturação), continuou a ocupar o primeiro lugar, com 4 898 reclamações, seguido do contrato de fornecimento, com 1 824 reclamações.

Os pedidos de intervenção da ERSE são recebidos principalmente por e-mail e por formulário <sup>210</sup> próprio no site da ERSE. Estes distribuem-se, em modo decrescente, pelo setor elétrico (83%), gás natural (11%), fornecimento dual (2%), GPL canalizado (2%) e mobilidade elétrica (2%). A faturação, seguida do contrato de fornecimento e das questões relacionadas com a qualidade de serviço técnica são os temas predominantes neste tipo de processo.

Na maioria das situações em que é solicitada a intervenção da ERSE, torna-se necessário o contacto com a entidade reclamada, no sentido de obter a sua posição e, em diversas situações, elementos mais detalhados sobre o caso concreto. O resultado da intervenção da ERSE pode ter como principais resultados prestação de informação ao consumidor pela ERSE, alteração da posição pela entidade reclamada ou pelo reclamante, não alteração da posição pela entidade reclamada ou pelo reclamante, etc..

Nos termos das suas competências, a ERSE não pode impor uma solução num conflito concreto, ainda que, caso identifique algum incumprimento legal ou regulamentar, o sinalize para eventual ação sancionatória. Não obstante, é dada informação ao reclamante sobre a possibilidade de recurso a outras instâncias, promovendo em especial o contacto com os meios de resolução alternativa de litígios de consumo, desde logo os desenvolvidos nos centros de arbitragem de conflitos de consumo.

Quanto aos resultados obtidos nos processos concluídos durante o ano é de destacar que, em 40% das situações, o processo é concluído com resolução total ou parcial do conflito.

Durante o ano de 2025, os pedidos de informação recebidos na ERSE têm o setor da eletricidade como setor preponderante neste tipo de processo. Os temas mais questionados no âmbito da eletricidade foram a qualidade de serviço técnica e a faturação. No âmbito do gás natural, foram a faturação e as tarifas e preços.

---

<sup>210</sup> Disponível no site da ERSE em [“Consumidores de Energia”](#)



## 6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE

### 6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos S.A, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE, em 2015, como ORT em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), após verificação do cumprimento integral das condições necessárias para atribuição da certificação.

A ERSE tem vindo, desde 2015, a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanentes do cumprimento das condições da certificação atribuída aos referidos ORT.

O ORT de eletricidade, bem como o ORT de gás natural, deve enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho, um relatório, respeitante a 31 de maio desse ano, contendo informação completa e detalhada sobre o estado do cumprimento das condições relativas à independência, no plano jurídico e patrimonial, destes operadores de rede previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se insere.

Nesse sentido, em 25 de junho de 2025 foram remetidos à ERSE os relatórios de certificação da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. e da REN Gasodutos, S.A., através dos quais a REN assegurou a manutenção da verificação das condições da certificação, bem como das medidas adicionais solicitadas pela ERSE no processo de certificação da REN Gasodutos e da REN Eléctrica, decorrentes, respetivamente, do artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e do artigo 226.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O ORT de eletricidade, bem como o ORT de gás natural, deve, ainda, enviar à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas, bem como informação anual e semestral que a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. divulgue ao mercado ou à Comissão de Mercados e Valores Mobiliários (CMVM). De entre a informação recebida, realça-se que, em 6 de maio de 2025, a REN foi informada de que a acionista Corporacion Masaveu S.A. passou a ter uma participação qualificada na REN correspondente a 33.365,398 ações, representativas de 5,001% do capital social da REN SGPS.

A ERSE assinalou formalmente, a 16 de junho de 2025, junto do ORT de eletricidade e do ORT de gás natural que, conforme informação pública, a Corporacion Masaveu S.A. controla uma entidade, que por sua vez, é

o terceiro maior acionista da EDP, S.A., que é o maior produtor e comercializador de eletricidade em Portugal, e que tem, ainda, atividade no setor do gás.

Ademais, o presidente da Corporacion Masaveu S.A., Fernando Masaveu Herrero, para além de presidente do terceiro maior acionista da EDP, S.A., é desde fevereiro de 2012, membro do Conselho Geral e de Supervisão da EDP.

Nestes termos, esta situação traduz-se numa inibição de influência na REN SGPS, incluindo o exercício de direitos de voto pela Corporacion Masaveu S.A. enquanto acionista na REN SGPS, bem como numa ausência de possibilidade de designar membros do órgão de administração, fiscalização ou de outros órgãos que legalmente representem a empresa.

No mais, não tendo a ERSE recebido qualquer notificação noutro sentido, a ERSE não iniciou em 2025 qualquer procedimento de reapreciação da certificação REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A e da REN Gasodutos.

Também os operadores da rede de armazenamento devem ser certificados, nos termos do artigo 3.º-A do Regulamento (CE) n.º 715/2009, conforme alterado pelo Regulamento (UE) 2022/1032 (adiante, abreviadamente, “Regulamento (CE) n.º 715/2009”).

Na sequência das diligências efetuadas desde junho de 2023, junto da REN Armazenagem, S.A. e da DGEG, a ERSE submeteu em novembro de 2023 à Comissão Europeia o seu projeto de decisão sobre a certificação da REN Armazenagem, S.A., enquanto operador da rede de armazenamento.

Tendo em conta o Parecer da Comissão Europeia, de julho de 2024, a ERSE emitiu no mesmo mês a decisão final relativa à Certificação da REN – Armazenagem, S.A.

A ERSE monitoriza continuamente os operadores da rede de armazenamento, de forma a verificar o cumprimento dos requisitos necessários à certificação e, enquanto entidade de certificação, à luz dos requisitos legais, tem de analisar o risco para a segurança do abastecimento de energia ou os interesses essenciais em matéria de segurança da União ou de qualquer Estado-Membro.

No decurso do ano de 2025, não chegaram ao conhecimento da ERSE elementos que suscitem a reapreciação desta Certificação.

## 6.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2025 foram publicados os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE, apresentados por ordem cronológica da respetiva publicação:

- Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro – Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho;
- Diretiva n.º 1/2025, de 9 de janeiro – Aprova as tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica para 2025;
- Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro – Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025;
- Instrução n.º 1/2025, de 21 de janeiro – Fecho definitivo de custos com desvios de execução no âmbito do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022;
- Diretiva n.º 3/2025, de 6 de fevereiro – Aprova as condições gerais do acordo de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo;
- Declaração de Retificação n.º 158/2025/2, de 12 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro, referente à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos do ano de 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023;
- Declaração de Retificação n.º 157/2025/2, de 12 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 21-A/2024, de 31 de dezembro, referente ao ajustamento definitivo do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023;
- Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro – Retifica o Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, referente à primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho;
- Declaração de Retificação n.º 156/2025/2, de 12 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025;

- Declaração de Retificação n.º 155/2025/2, de 12 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 1/2025, de 9 de janeiro, que aprova as tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica para 2025;
- Diretiva n.º 4/2025, de 28 de fevereiro – Aprovação das regras do projeto-piloto para a gestão flexível da potência de carregamento de veículos elétricos em edifícios coletivos;
- Diretiva n.º 5/2025, 26 de março – Aprovação de regras transitórias relativas à adoção do período de negociação de 15 minutos no mercado intradiário;
- Diretiva n.º 6/2025, 26 de março – Aprova as regras relativas à realização de leilões a prazo de produção de eletricidade com regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração por parte do agregador de último recurso;
- Declaração de Retificação n.º 389/2025/2, de 15 de abril – Retifica a Diretiva n.º 6/2025, de 26 de março, que aprova as regras relativas à realização de leilões a prazo de produção de eletricidade com regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração por parte do agregador de último recurso;
- Declaração de Retificação n.º 388/2025/2, de 15 de abril – Retifica a Diretiva n.º 5/2025, de 26 de março, referente à aprovação de regras transitórias relativas à adoção do período de negociação de 15 minutos no mercado intradiário;
- Diretiva n.º 7/2025, de 27 de junho – Aprova as tarifas e preços de gás para o ano gás 2025-2026;
- Instrução n.º 2/2025, de 7 de julho – Repercussão no Sistema Elétrico Nacional do fecho definitivo de custos com desvios de execução no âmbito do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio;
- Diretiva n.º 8/2025, de 30 de julho – Aprova a primeira alteração à Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025;
- Regulamento n.º 987/2025, de 13 de agosto (Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico);
- Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro – Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico;

- Diretiva n.º 10/2025, de 24 de outubro – Aprova as regras excecionais aplicáveis à liquidação do mercado de eletricidade relativa aos dias 28 e 29 de abril de 2025;
- Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro – Aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;
- Instrução n.º 3/2025, de 11 de novembro – Tratamento dos custos com desvios de execução no âmbito do mecanismo ibérico;
- Diretiva n.º 11/2025, de 18 de novembro – Aprova o manual de procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia elétrica (MP PPA);
- Diretiva n.º 12/2025, de 29 de dezembro – Aprova as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2026;
- Diretiva n.º 12-A/2025, de 30 de dezembro – Aprova a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2026 e ajustamentos dos anos 2024 e 2025.
- Decisão da ERSE, de 30 de dezembro de 2025, derrogação, nos termos do n.º 1-A do artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019, da alteração da hora de encerramento do mercado intradiário interzonal.

### 6.3 REGIME SANCIONATÓRIO

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2025, foram recebidas em 2025, através do “Formulário de Denúncia” disponível no Portal da ERSE, 20<sup>211</sup> novas denúncias.

Adicionalmente, foram recebidas denúncias decorrentes de ações de fiscalização e de participações remetidas à ERSE por outras entidades, em concreto:

---

<sup>211</sup> Este número expurga denúncias repetidas, testes e equiparadas.

- a) Das ações de fiscalização realizadas pelas Direções da ERSE resultaram 65 indícios de infrações contraordenacionais, e a remessa de 112 participações com indícios contraordenacionais, detetados pelo Apoio ao Consumidor de Energia no âmbito do tratamento de reclamações;
- b) Das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas, destaca-se a receção de 65 denúncias da ENSE, em especial, sobre a violação de deveres inerentes ao Regime Jurídico do Livro de Reclamações, e 15 denúncias da ASAE. Na totalidade, as denúncias recebidas ultrapassaram as 300 denúncias.

Quanto às denúncias recebidas através do “Formulário de Denúncia”, em 2025 foram tramitadas todas as denúncias recebidas até 31/12/2024 e procedeu-se ao tratamento de todas as 20 denúncias recebidas em 2025<sup>[2]</sup>. Das denúncias tramitadas em 2025, sete foram arquivadas e cinco integraram processos de contraordenação. Além disso, para além das denúncias arquivadas e que integraram processos de contraordenação, duas denúncias foram remetidas a outras entidades por se tratarem de matérias que não se inseriam nas competências da ERSE, em concreto, uma denúncia foi remetida à Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPd) e outra foi remetida à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), sendo que as restantes aguardam diligências de investigação.

Das participações contraordenacionais identificadas pelas demais direções da ERSE através do tratamento de reclamações e da realização de ações de fiscalização, todas integraram processos de contraordenação.

Ainda, das denúncias remetidas pela ENSE, 25 denúncias integraram processos de contraordenação, tendo as restantes sido tratadas (aguardando diligências adicionais), arquivadas ou remetidas para outras entidades por não se inserirem nas competências da ERSE. Das denúncias remetidas pela ASAE, duas integraram processos de contraordenação, duas foram remetidas à ENSE, uma foi remetida à DGEG, oito foram arquivadas e as demais aguardam ainda o resultado de diligências de investigação.

No ano de 2025, os principais temas denunciados por entidades externas ou consumidores foram questões sobre apropriação ilícita de energia, cedência de energia a terceiros e informação constante da faturação.

Em 1 de janeiro de 2025, existiam em curso na ERSE 70 processos que transitaram de anos anteriores.

---

<sup>[2]</sup>As denúncias recebidas incluem as denúncias que foram objeto de tratamento, mas aguardam o resultado de diligências adicionais, as denúncias remetidas a entidades externas, as denúncias remetidas ao ACE, as denúncias que integraram processos de contraordenação e as denúncias que foram arquivadas.

A ERSE, no decurso de 2025, abriu 63 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas o que resultou, nesse ano, num total de 133 processos de contraordenação em tramitação, entre processos transitados e processos abertos.

No âmbito dos processos de contraordenação em tramitação na ERSE durante o ano de 2025, foram deduzidas 85 notas de ilicitude.

Durante o ano de 2025, a ERSE decidiu 87 processos de contraordenação, que resultaram em:

- a) 58 condenações, das quais:
  - (i) sete com aplicação de coima em procedimento de transação;
  - (ii) 15 com aplicação de coima, através de decisão unilateral;
  - (iii) 35 pagamentos voluntários; e
  - (iv) uma condenação com admoestação.
- b) 29 arquivamentos, sendo que, em dois, foram emitidos autos de advertência.

Dos processos decididos pela ERSE em 2025, destacam-se as seguintes condenações:

- a) Da Gold Energy, no Processo n.º 23/2022: foi aplicada uma coima de 180 000 €, reduzida em transação para 90 000 euros, tendo em conta a correção efetiva das infrações e as compensações aos clientes. A Gold Energy foi condenada pela violação de deveres de disponibilização de informação aos clientes, incorreta parametrização de elementos de faturação, mudança de comercializador sem autorização expressa dos clientes para o efeito e práticas comerciais desleais;
- b) Da Gás SU, no Processo n.º 11/2023 foi aplicada uma coima de 140 000 euros, reduzida em transação para 70 000 euros, tendo em conta a correção efetiva das infrações e as compensações aos clientes. A Gás SU foi condenada por violação do dever de submeter junto do operador logístico de mudança de comercializador os pedidos dirigidos pelos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis e disponibilização de informação aos clientes;
- c) Da Petrogal, no Processo n.º 16/2023 foi aplicada uma coima de 400 000 euros, reduzida em transação para 200 000 euros, tendo em conta a correção efetiva das infrações. A Petrogal foi condenada por ter violado deveres de gravação e conservação de chamadas telefónicas, não pagamento de compensação a cliente, prestação e divulgação de informações aos clientes, incorreta parametrização de elementos de faturação, não apresentação de resposta tempestiva a pedidos de informação formulados através dos centros telefónicos e livro de reclamações;

d) Da EDP Comercial, no Processo n.º 01/2023 foi aplicada uma coima de 260 000 euros, reduzida em transação para 130 000 euros, tendo em conta a correção efetiva das infrações e as compensações aos clientes. A EDP Comercial foi condenada por ter violado deveres relativos à aplicação do mecanismo ibérico, procedido a interrupções indevidas de fornecimento e mudanças indevidas de comercializador, violações relativas à qualidade de serviço, práticas comerciais desleais, e utilização de cláusula contratual geral proibida.

Ao abrigo do Regime Jurídico do Livro de reclamações e do Regime das Contraordenações Económicas, foram aplicadas coimas a empresas com postos de abastecimento de combustíveis que conduziram ao pagamento de coimas no valor total de € 89.530, a maioria dos quais em pagamento voluntário. Houve 47 empresas com postos de abastecimento de combustíveis condenadas pela ERSE durante o ano de 2025. Destes processos concluídos com aplicação de coima em 2025, apenas 15,5% foram judicialmente impugnados.

Por referência às decisões tomadas durante o ano de 2025, o valor total das coimas aplicadas no âmbito dos respetivos processos de contraordenação foi de 1 210.630 euros, correspondendo o valor de coimas efetivamente cobrado e recebido a 607.030 euros. O valor remanescente (aplicado, mas não cobrado e recebido) corresponde ao desconto de coima aplicado em procedimento de transação, a coimas que estão a ser pagas em prestações e aos nove processos que foram judicialmente impugnados, cuja impugnação tem efeito suspensivo.

Em acréscimo, em 2025 foi transferido para a ERSE pela Entidade Nacional para o Setor Energético o valor de 38.553,76 euros, uma vez que, nos termos do artigo 21.º da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, o produto das coimas reverte para a ERSE.

Tendo em conta o exposto, no ano de 2025, o valor total recebido pela ERSE relativo a coimas foi de ,645.583,76 euros.

No ano de 2025, foram pagas compensações no valor de 925 euros, em processos concluídos através de transação: em especial, no âmbito do processo de contraordenação n.º 23/2022, contra a Gold Energy foram pagas compensações a seis consumidores no valor total de 575€, e no âmbito do processo de contraordenação n.º 01/2023 contra a EDP Comercial foram pagas compensações a seis consumidores no valor total de 300 euros.

## ANEXOS (TODOS)

### I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia
- ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- AdC – Autoridade da Concorrência
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
- bcm – *billion cubic meters*
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar)
- BP< – Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>
- BP> – Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
- BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada superior a 41,4 kW)
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)
- CACC – Centros de Arbitragem de Conflitos de Consumo
- CAE – Contratos Aquisição de Energia Elétrica
- CAPEX – *Capital Expenditure*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CEME – Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
- CER – Comunidade de Energia Renovável
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia* (Espanha)
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
- CNMV – *Comisión Nacional de Mercados de Valores* (Espanha)
- CUR – Comercializador de Último Recurso

- CURR – Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DFI – Decisão Final de Investimento
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica
- ENSE, E. P. E. – Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GGS – Gestão Global do SEN
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- IDCZGCT – *Intra-Day Cross-Zonal Gate Closure Time*
- IGCC – *International Grid Control Cooperation*
- MARI – *Manually Activated Reserves Initiative*
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar)
- MPAI – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNG
- MPGGS – Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN
- MPGTG – Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
- MW – Megawatt (unidade de potência)
- OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador
- OLMCA – Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição

- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- p.p. – pontos percentuais
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PICASSO – *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation*
- PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
- PRE – Produção em Regime Especial
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
- RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- ROR – Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico
- ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TAR – Tarifas de Acesso às Redes
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- UGS – Uso Global do Sistema
- UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico
- TOS – Taxa de ocupação do Subsolo

- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

## II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

### A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2025, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais, apresentados por ordem cronológica da sua publicação:

- Despacho n.º 382/2025, de 8 de janeiro – Constituição do Grupo de Trabalho para a transposição da Diretiva (UE) 2023/1791 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, relativa à eficiência energética e que altera o Regulamento (UE) 2023/955;
- Despacho n.º 507/2025, de 10 de janeiro – Determina a criação do grupo de trabalho para definir os termos e condições para a aplicação do método do custo adicionado do terreno previsto no n.º 2 do artigo 46.º do Código do Imposto Municipal sobre Imóveis, designadamente às barragens e aos centros eletroprodutores;
- Declaração de Retificação n.º 6/2025/1, de 24 de janeiro – Retifica o Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis;
- Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro – Prorroga- o prazo estabelecido no n.º 1 do Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, que veio estabelecer as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso à rede elétrica de serviço público;
- Despacho n.º 1604/2025, de 4 de fevereiro – Constituição do Grupo de Acompanhamento e Coordenação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (GAC-PAB);
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro- Aprova o Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore;
- Despacho n.º 1859/2025, de 10 de fevereiro – Procedimentos a adotar no âmbito da instrução dos pedidos de licenciamento de instalações de armazenamento;
- Decreto-Lei n.º 11/2025, de 19 de fevereiro – Transpõe parcialmente a Diretiva (UE) 2024/1275, relativa ao desempenho energético dos edifícios, e altera o Decreto-Lei n.º 101-D/2020, de 7 de dezembro;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 30/2025, de 20 de fevereiro – Prorroga o prazo para a apresentação dos trabalhos da Comissão de Coordenação para a Baixa Tensão;
- Despacho n.º 2791/2025, de 28 de fevereiro – Aprova o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás;
- Despacho n.º 3566-A/2025, de 20 de março – Determina o desconto a aplicar na fixação da tarifa social de fornecimento de gás natural no ano gás 2025-2026;
- Portaria n.º 121-B/2025/1, de 20 de março – Procede à quarta alteração da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, e prorroga a data relativa à obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre;
- Declaração de Retificação n.º 18-C/2025/1, de 8 de abril – Retifica a Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro, que aprova o Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore;
- Decreto-Lei n.º 69/2025, de 23 de abril – Altera o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional;
- Portaria n.º 203-A/2025/1, de 24 de abril – Procede à primeira alteração à Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo;
- Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio – Altera o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, e o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança do abastecimento de gás;
- Despacho n.º 6750-C/2025, de 23 de junho – Nomeia, a título transitório, a entidade responsável pelo planeamento, desenvolvimento e gestão da infraestrutura de rede dedicada a hidrogénio;
- Despacho n.º 6756/2025, de 24 de junho – Aprova a minuta do contrato de adesão ou conversão ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo e a minuta do contrato de adesão de forma condicionada ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo;

- Decreto-Lei n.º 85/2025, de 24 de junho – Define metas de integração de energia proveniente de fontes renováveis para os setores da indústria e dos transportes;
- Decreto Legislativo Regional n.º 17/2025/A, de 7 de julho – Segunda alteração ao Decreto Legislativo Regional n.º 12/2022/A, de 25 de maio, que estabelece o sistema de incentivos financeiros para a aquisição de sistemas fotovoltaicos, designado Solenerge;
- Despacho n.º 8030/2025, de 14 de julho – Guia de depósito de caução por conta do bloqueio da capacidade de injeção, a prestar pelo produtor para os projetos que envolvam injeção na rede;
- Decreto Regulamentar Regional n.º 21/2025/A, de 25 de julho – Primeira alteração ao Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro, que regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE»;
- Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto – Estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica, aplicável à organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica;
- Portaria n.º 358/2025/1, de 13 de outubro – Estabelece os elementos instrutórios dos pedidos de licença de produção e de licença de exploração das centrais a biomassa e revoga a Portaria n.º 267/2022, de 3 de novembro;
- Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro – Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2026;
- Despacho n.º 12554/2025, de 27 de outubro – Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2024 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público, no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial;
- Despacho n.º 13073/2025, de 6 de novembro – Declaração de utilidade pública, com caráter de urgência, da expropriação de oito parcelas de terreno, correspondentes a uma área total de 560 936 m<sup>2</sup>, localizadas na União de Freguesias de Santiago do Cacém, Santa Cruz e São Bartolomeu da Serra, concelho de Santiago do Cacém, distrito de Setúbal, necessária à ampliação da Subestação de Sines;

- Decreto-Lei n.º 120/2025, de 14 de novembro – Altera o Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura;
- Despacho n.º 13622/2025, de 18 de novembro – Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional;
- Portaria n.º 425/2025/1 de 27 de novembro – Regulamenta os termos do procedimento concorrencial para a atribuição de títulos de reserva de capacidade de injeção (TRC) na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para as novas centrais de biomassa;
- Portaria n.º 442-A/2025/1, de 12 de dezembro – Determina o lançamento de um instrumento financeiro destinado a apoiar medidas de eficiência energética no setor residencial, contribuindo para a redução da pobreza energética em Portugal, ao abrigo do Plano de Recuperação e Resiliência;
- Decreto-Lei n.º 139-B/2025, de 30 de dezembro – Extingue o mecanismo de equilíbrio concorrencial, criado pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, e revoga a respetiva regulamentação;
- Lei n.º 73-A/2025, de 30 de dezembro – Orçamento do Estado para 2026;
- Lei n.º 73-B/2025, de 31 de dezembro – Aprova as Grandes Opções para 2025-2029;
- Portaria n.º 481/2025/1, de 31 de dezembro – Estabelece o regime de apoio à realização de investimentos em equipamentos e infraestruturas na área da eficiência energética, produção e armazenamento de energia, previstos no ponto 6 do Despacho n.º 14805-B/2025, de 12 de dezembro, da Ministra do Ambiente e Energia.

Na elaboração do presente relatório, foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, na redação em vigor, que transpõe a Diretiva 2013/11/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, que estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo;
- Lei n.º 10/2023, de 3 de março – Completa a transposição da Diretiva (UE) 2019/2161, relativa à defesa dos consumidores;

- Lei n.º 75/2015, de 28 de julho, na redação em vigor, que estabelece o regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis;
- Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime Sancionatório do Setor Energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, as Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural e revogam as Diretivas n.º 2003/54/CE e 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003;
- Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, na redação em vigor, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005;
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, na redação em vigor, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética;
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, na redação em vigor, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e com consumos de baixa tensão normal, e estabelece a proibição dos comercializadores em mercado livre indexarem os preços do contrato à tarifa transitória de venda a clientes finais;
- Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, na redação em vigor, que fixa a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>;
- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, na redação em vigor que fixa a data para os comercializadores de último recurso continuarem a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento;

- Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação em vigor, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692;
- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação em vigor, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 23 de março, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030);
- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, que estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS);
- Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, na redação em vigor, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis;
- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, na redação em vigor, que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural;
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, na redação em vigor, que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal;
- Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação em vigor que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de

sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional;

- Regulamento n.º 987/2025, de 13 de agosto, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor Elétrico
- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho
- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;
- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;
- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto;

- Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados;
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental;
- Diretiva n.º 15/2015, de 9 de outubro, da ERSE, que estabelece as margens comerciais dos agentes de mercado;
- Diretiva n.º 8/2015, de 27 de maio, da ERSE, que detalha os procedimentos operativos de detalhe para aplicação desses acertos;
- Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, da ERSE, relativa à prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental;
- Diretiva n.º 13/2017, de 28 de julho, que revogou a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas;
- Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, que estabelece a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração;
- Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados;
- Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia elétrica, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados. Este despacho vem alterar o Despacho

n.º 9244/2009, integrando algumas alterações na metodologia de cálculo dos preços de referência e dos preços médios praticados;

- Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, que aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica;
- Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro;
- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho;
- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;

- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;
- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.
- Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais;
- Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL);
- Portaria n.º 98-A/2022, de 18 de fevereiro, que aprova o Regulamento do Sistema de Incentivos de Apoio à Produção de Hidrogénio Renovável e Outros Gases Renováveis;
- Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, que define o parâmetro correspondente ao impacto das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de março de 2022;
- Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março, que retifica o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, na redação em vigor, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo;
- Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril, que define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, na redação em vigor, que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;

- Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril, na redação em vigor, que aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;
- Decreto-Lei n.º 78-A/2022, de 15 de novembro, que reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás», cria uma linha de financiamento ao setor social e disciplina o pagamento do apoio extraordinário a titulares de rendimentos e prestações sociais;
- Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na redação em vigor, que estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, na redação em vigor, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas determinado pelo Despacho n.º 9501-A/2022, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 148, suplemento, de 2 de agosto de 2022;
- Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, que define o parâmetro correspondente ao impacto das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2022;
- Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 71/2022, de 14 de outubro, que completa a transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, alterando disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração;
- Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro, na redação em vigor que altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis;
- Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, na redação em vigor, que aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>;
- Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro – Altera o modelo de financiamento da tarifa social;

- Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro – Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis;
- Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro – Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2025;
- Despacho n.º 12438/2024, de 21 de outubro – Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional.

## B. LEGISLAÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação da União Europeia:

- Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis;
- Diretiva (UE) 2023/1791 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro de 2023 relativa à eficiência energética e que altera o Regulamento (UE) 2023/955 (reformulação);
- Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/EU, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética;
- Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 relativa a regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera a Diretiva (UE) 2023/1791 e revoga a Diretiva 2009/73/CE;
- Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU;
- Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos;
- Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados;

- Regulamento de Execução (UE) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro de 2014, relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.º 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia;
- Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, relativo à apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, alterado pelo Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019;
- Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, alterado pelo Regulamento de Execução (UE) 2021/280 da Comissão de 22 de fevereiro de 2021;
- Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março de 2017, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 984/2013;
- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT);
- Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010, alterado pelo Regulamento Delegado (UE) 2022/517 da Comissão de 18 de novembro de 2021;
- Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e a Decisão (UE) 2017/684 e que revoga o Regulamento (CE) n.º 715/2009 (reformulação);
- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação);
- Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que

respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho;

- Diretiva (UE) 2024/1275 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 24 de abril de 2024, relativa ao desempenho energético dos edifícios, (reformulação), Retificação da Diretiva (UE) 2023/959 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023;
- Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE;
- Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação);
- Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho de 30 de março de 2023 que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás e ao reforço da comunicação de informações e da monitorização da aplicação dessas medidas;
- Regulamento (UE) 2023/955 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que cria o Fundo Social em matéria de Clima e que altera o Regulamento (UE) 2021/1060;
- Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que cria um mecanismo de ajustamento carbónico fronteiriço;
- Diretiva (UE) 2023/959 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que altera a Diretiva 2003/87/CE, relativa à criação de um sistema de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na União, e a Decisão (UE) 2015/1814, relativa à criação e ao funcionamento de uma reserva de estabilização do mercado para o sistema de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa da União;
- Regulamento (UE) 2024/1106 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de abril de 2024, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011 e (UE) 2019/942, no que diz respeito ao reforço da proteção da União contra a manipulação de mercado no mercado grossista de energia;
- Regulamento (UE) 2025/2645 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de dezembro de 2025, relativo à concessão de licenças obrigatórias para a gestão de crises e que altera o Regulamento

(CE) n.º 816/2006. Diretiva (UE) 2025/2647 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de dezembro de 2025;

- Regulamento (UE) 2025/2645 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de dezembro de 2025, relativo à concessão de licenças obrigatórias para a gestão de crises e que altera o Regulamento (CE) n.º 816/2006;
- Diretiva (UE) 2025/2647 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de dezembro de 2025, que altera a Diretiva 2013/11/UE sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, e que altera as Diretivas (UE) 2015/2302, (UE) 2019/2161 e (UE) 2020/1828 na sequência da descontinuação da plataforma europeia de resolução de litígios em linha.

### III. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA (APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO) (DIR) HP

|       |                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TIE   | Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção (aplicável a interrupções longas) do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (Pme)                                |
| TIEPI | Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção (aplicável a interrupções longas) da potência instalada nos postos de transformação |
| SAIDI | Duração média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição                                                                                                                              |
| SAIFI | Frequência média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição                                                                                                                           |
| MAIFI | Frequência média das interrupções breves do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição                                                                                                                           |

Nota: Interrupções longas - interrupções com duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3.º

1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200

[erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)